

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ РЕМОНТНЫХ РАБОТ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 220 КВ И ВЫШЕ

В.М. ПОСТОЛАТИЙ, Е.В. БЫКОВА, В.М. СУСЛОВ

Институт энергетики Академии наук Молдовы

Ю.Г. ШАКАРЯН, Л.В. ТИМАШОВА, С.Н. КАРЕВА

Научно-Технический Центр Электроэнергетики, Москва, Россия

Аннотация. В статье описаны требования к выполнению ремонтных работ на одноцепных и двухцепных компактных воздушных линиях электропередачи (ВЛ) и управляемых самокомпенсирующихся ВЛ (УСВЛ). Данные ВЛ относятся к линиям электропередачи нового поколения. Они отличаются от традиционных ВЛ применением компактных конструкций опор, сближением фаз в пролетах, схемами присоединений к подстанциям и способами регулирования. Благодаря этому ВЛ нового поколения обладают по сравнению с обычными ВЛ повышенной пропускной способностью и улучшенными технико-экономическими показателями. Конструктивные и схемные особенности новых ВЛ требуют ряда новых походов к организации проведения ремонтных работ, которые и рассмотрены в настоящей статье.

Ключевые слова: воздушные линии электропередачи (ВЛ) нового поколения, компактные одноцепные и двухцепные ВЛ, управляемые самокомпенсирующиеся ВЛ (УСВЛ)

PRINCIPIILE DE BAZĂ A ORGANIZĂRII REPARAȚIILOR DE O NOUĂ GENERAȚIE A LINIILOR ELECTRICE DE 220 kV ȘI MAI SUS

V.M. POSTOLATI, E.V. BICOVA, V.M. SUSLOV

Institutul de Energetică al Academiei de Științe a Moldovei

UI.G. ȘACAREAN, L.V. TIMAȘOVA, S.N. CAREVA

Centrul tehnico-științific de energie electrică, Moscova, Rusia

Rezumat. Articolul descrie cerințele pentru lucrările de reparații pe LEA de generație nouă (compactă cu un circuit și cu două circuite, cu două circuite dirijată de autocompensare). Aceste linii diferă de linii aeriene tradiționale prin utilizarea modelelor compacte de suporturi, apropierea fazelor de convergență, circuite și conexiuni la stații, moduri de regulație. Datorită acestor diferențe linii de nouă generație au capacitate de trafic ridicată și calități tehnico-economice îmbunătățite. Particularitățile constructive și schematicale ale liniilor aeriene noi necesită o serie de abordări pentru organizarea lucrărilor de reparație, ce se examinează în articol.

Cuvinte-cheie: linie electrică de transport de generație nouă: compactă cu un circuit și cu două circuite, cu două circuite dirijată cu autocompensare.

BASIC PRINCIPLES OF ORGANIZING OF REPAIR OF A NEW GENERATION OF ELECTRIC POWER LINES 220 kV AND ABOVE

V.M. POSTOLATI, E.V. BYKOVA, V. M. SUSLOV

Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Moldova

UI.G. SHAKARYAN, L.V. TIMASHOVA, S.N. KAREVA,

Scientific-Technical Center of Power Engineering, Moscow, Russia

Abstract. The article describes the requirements for repair work on single circuit and double circuit overhead transmission lines of compact (VL) and controlled self-compensating high voltage transmission power lines (CSHVL). These include overhead power lines to a new generation. They differ from traditional overhead using compact designs of supports, the convergence phase of the spans, circuits and substations connections to ways of regulation. With this new generation have the overhead compared to conventional overhead increased bandwidth and improved technical and economic indicators. The design and features of the new circuit overhead lines require a series of new campaigns for the organization of repairs, which are discussed in this article.

Key words: transmission power lines of new generation, compact, controlled self-compensating high voltage transmission power lines.

Отличительные особенности компактных ВЛ и УСВЛ.

Подходы к организации плановых и аварийных ремонтных работ на линиях электропередачи нового поколения – одноцепных, двухцепных компактных ВЛ и двухцепных УСВЛ следует рассматривать в зависимости от конструкции данных ВЛ, схемных особенностей присоединений к подстанциям, а также способов управления. В организации регламентных, в том числе и ремонтных работ, указанных ВЛ есть ряд схожих подходов, но имеются и различия.

Характерной общей особенностью компактных ВЛ и УСВЛ [1, 2] является то, что у них конфигурации расположения фаз принимаются такими, чтобы можно было осуществить выбор расстояний между фазами минимально допустимыми по диэлектрической прочности воздушных промежутков «фаза-фаза» с учетом воздействия максимальных рабочих напряжений, коммутационных и грозовых перенапряжений, а также по условиям механической устойчивости работы фаз в пролетах при воздействии различных неблагоприятных гололедно-ветровых атмосферных факторов. Такие конструкции ВЛ нового поколения обеспечивают их повышенную пропускную способность и улучшенные экономические и экологические показатели.

В одноцепных компактных трехфазных ВЛ минимально допустимыми принимаются расстояния между всеми тремя фазами. Величины минимально допустимых расстояний между сближенными фазами могут составлять $(0,3 \div 0,4) D$, где D – расстояние между фазами на ВЛ обычной конструкции.

Для осуществления компактного расположения фаз должны быть использованы специальные конструкции опор (например, с охватывающими окнами (рис.1), исключающими наличие заземленных элементов опор между фазами, применены специальные виды подвесок проводов на опорах, например, с помощью V-образных гирлянд изоляторов или изоляционных траверс и других изоляционных конструкций, ограничивающих смещение сближенных фаз между собой. Для обеспечения механической устойчивости сближенных фаз в пролетах могут быть использованы различные изоляционные межфазовые элементы (изоляционные распорки, изоляционные стяжки и другие).

Двухцепные и многоцепные компактные ВЛ отличаются от описанной конструкции одноцепной трехфазной ВЛ только тем, что они содержат две или более одноцепных трехфазных компактных ВЛ, расположенных на одной опоре (рис. 2), каждая из которых находится по одну сторону стойки опоры или конструктивных элементов опоры. Могут быть применены и другие конфигурации расположения фаз цепей, например, по две фазы в окне опоры (рис. 3), однако с соблюдением принципа автономности цепей. В компактных двухцепных ВЛ (рис. 2) минимально допустимыми выбираются расстояния между фазами каждой цепи, а расстояния между цепями из-за наличия между ними стойки (или других элементов) опоры могут быть приняты такими же, как на обычных ВЛ. Во втором случае (рис.3) минимально допустимыми на опоре расстояния принимаются между отдельными фазами, в зависимости от конструкции опоры.

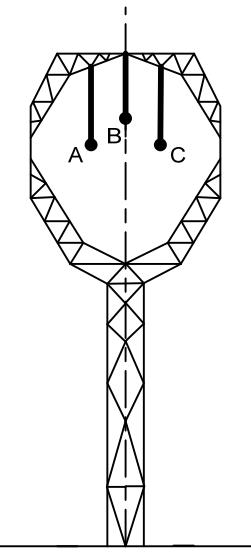


Рис. 1. Одноцепная компактная трехфазная ВЛ на башенной опоре с охватывающим окном

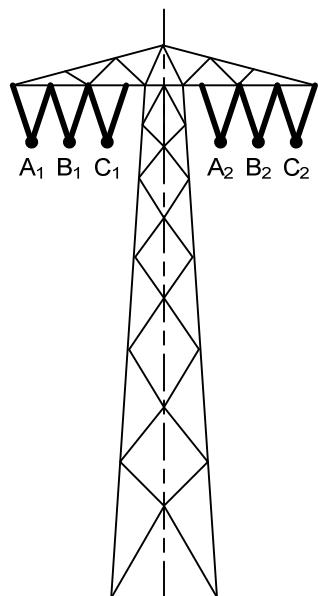


Рис. 2. двухцепная компактная ВЛ на опоре башенного типа
A₁, B₁, C₁ – фазы первой цепи; A₂, B₂, C₂ – фазы второй цепи

Выбор чередования фаз на компактных двухцепных ВЛ может быть осуществлен в виде двух вариантов, как показано на рис.2,3: симметричное относительно оси опоры и транспонированное.

При симметричном - принимается следующее чередование фаз (слева направо в горизонтальном расположении фаз): для первой цепи A₁, B₁, C₁ и для второй цепи C₂, B₂, A₂. В пролетах сближенными являются фазы только своих цепей, т.е. каждая трехфазная цепь имеет свою автономную конструкцию, и не связана с другой цепью.

В схемном отношении каждая трехфазная цепь компактной ВЛ является самостоятельной трехфазной ВЛ и подключается к шинам подстанции как традиционные ВЛ.

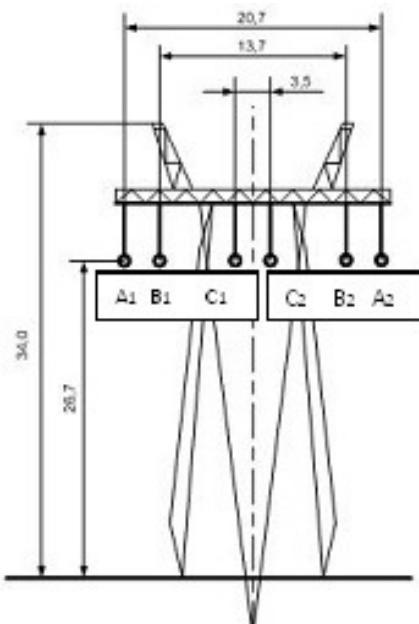


Рис.3. Двухцепная компактная ВЛ 220 кВ с попарным сближением фаз
A₁, B₁, C₁ – фазы первой цепи; A₂, B₂, C₂ – фазы второй цепи

Электрические параметры одноцепных и многоцепных компактных ВЛ при работе в нормальных симметричных режимах сохраняются неизменными. Выравнивание электрических параметров фаз цепей осуществляется за счет транспозиции фаз внутри каждой цепи.

Если на компактных ВЛ применяются различные устройства поперечной или продольной компенсации, то изменяются эквивалентные параметры электропередач в целом, но собственные параметры линии (цепи) – индуктивное сопротивление, емкостная проводимость, волновое сопротивление при этом не изменяются.

Двухцепные и многоцепные самокомпенсирующиеся УСВЛ также относятся к категории компактных ВЛ, однако они имеют принципиальные отличия по сравнению с двухцепными и многоцепными компактными ВЛ.

Главное отличие УСВЛ от компактных ВЛ состоит в том, что попарно сближенными приняты фазы разных цепей, соответственно: A₁ и A₂, B₁ и B₂, C₁ и C₂ (рис. 4). В процессе работы в УСВЛ предусматривается изменение (регулирование) угла сдвига между векторами напряжений цепей (θ) от 0° до 120° (или до 180°), в зависимости от величины передаваемой мощности и требуемых параметров режимов электропередачи. При угловом сдвиге между системами напряжений цепей $\theta=0^\circ$ УСВЛ обладает минимальной пропускной способностью, а при $\theta=120^\circ$ (180°) – максимальной, превосходящей обычные ВЛ в 1,3 - 1,6 раза.

Регулирование угла (θ) может быть предусмотрено плавным или дискретным. Для плавного регулирования требуется установка фазоповоротных устройств (ФПУ), которые могут совмещать в себе функции трансформаторов или автотрансформаторов. Наиболее простым, но вместе с тем достаточно эффективным, является дискретное регулирование, обеспечивающее два режимных состояния УСВЛ, а именно – при $\theta=0^\circ$ или при $\theta=120^\circ$. Такое регулирование может быть осуществлено путем

соответствующего переключения фаз (достаточно на одной цепи) на подстанциях, к которым присоединена УСВЛ (рис. 5).

Перевод УСВЛ из режима при $\theta=120^\circ$ в режим при $\theta=0^\circ$ может быть использован и при выполнении ремонтных работ. В этом случае при $\theta=0^\circ$ каждая пара сближенных фаз представляет систему параллельно идущих проводов с одинаковым уровнем напряжений по модулю и по фазе. При этом двухцепная УСВЛ может условно рассматриваться, как трехфазная одноцепная ВЛ с глубоким расщеплением фаз, приемы ремонта которых хорошо отработаны.

В УСВЛ, как и на описанных выше компактных одноцепных двухцепных ВЛ, между сближенными фазами в пролетах могут быть установлены изоляционные элементы (изолирующие распорки, или стягивающие гирлянды изоляторов), которые предназначены для фиксации принятых междуфазных расстояний и недопущения дальнейшего сближения фаз при воздействии неблагоприятных атмосферных факторов. Для компактных одноцепных и многоцепных ВЛ, а также двухцепных и многоцепных УСВЛ разработаны различные конструкции и схемы присоединения к подстанциям. В схемном отношении одноцепные и многоцепные компактные ВЛ могут не отличаться от обычных ВЛ. Что касается двухцепных и многоцепных УСВЛ, то предусмотренные для них новые принципы фазового регулирования могут быть реализованы при соответствующих новых схемах присоединения к подстанциям, отличающихся от схем присоединения обычных ВЛ, а также и двухцепных и многоцепных компактных ВЛ.

На ВЛ напряжением 220 кВ и выше могут быть применены схемы с пофазным управлением. Это позволяет по-новому подойти к организации ремонтных работ на ВЛ, осуществляемых под напряжением или при снятии напряжения.

В ряде работ [2, 3] для двухцепных УСВЛ предлагается применять схемы с попарными заходами и присоединением фаз на подстанциях и соответствующим попарным управлением сближенными фазами линии. Это создает определенные дополнительные преимущества УСВЛ по сравнению с другими типами ВЛ, в том числе в организации ремонтных работ.

В работе [3] отмечается, что для обеспечения требуемой надежности УСВЛ высших классов напряжений необходима новая система управления, основанная на том, что УСВЛ необходимо рассматривать как единый объект, имеющий в своем составе три пары сближенных фаз, а единицей управления является пара сближенных фаз.

Следует отметить, что из разработанных в [3] схем присоединения УСВЛ к подстанциям предпочтение следует отдать присоединению по схеме четырехугольника или по схеме трансформатор шины с присоединением линии через два выключателя.

Основные виды ремонтных работ, обусловленных особенностями компактных ВЛ и УСВЛ и принципы организации их выполнения.

Отличительные особенности компактных ВЛ и УСВЛ от обычных ВЛ обуславливают необходимость проведения анализа основных видов ремонтных работ и разработки специальных приемов выполнения некоторых из них.

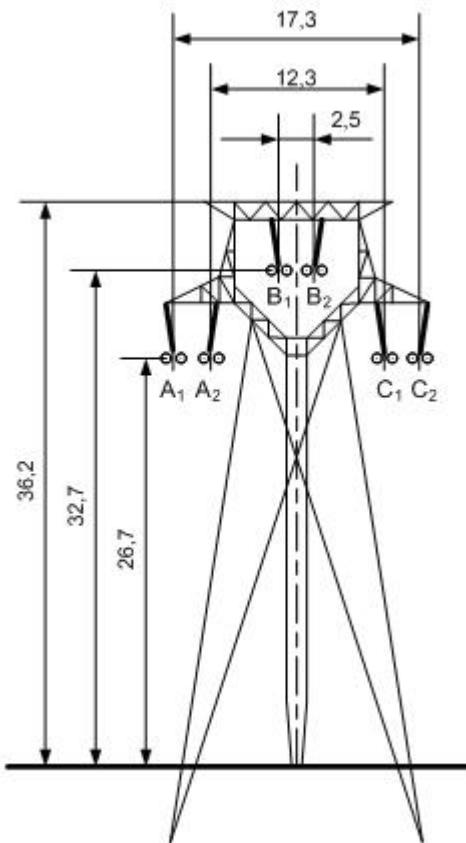


Рис. 4. Двухцепная УСВЛ 220 кВ «Чайка»
 А₁, В₁, С₁ – фазы первой цепи; А₂, В₂, С₂ – фазы второй цепи

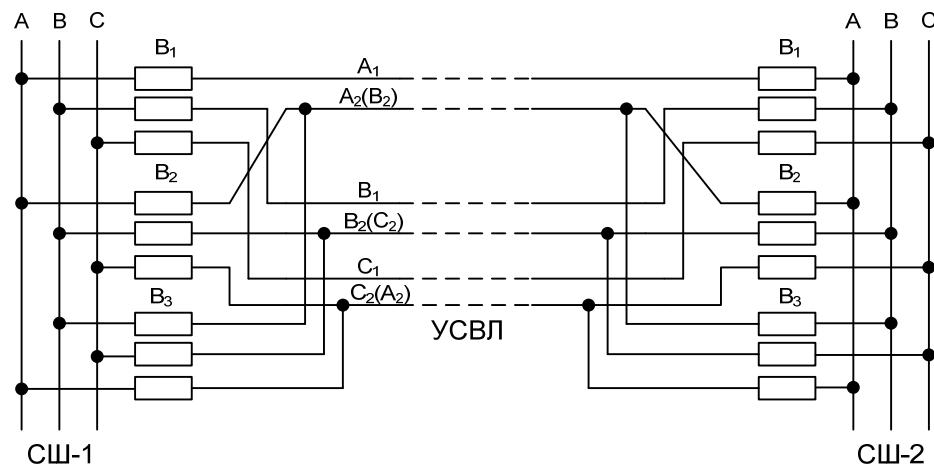


Рис. 5. Схема дискретного регулирования УСВЛ
 $\theta=0^\circ$ – включены выключатели В₁ и В₂ (В₃ отключены)
 $\theta=120^\circ$ – включены В₁ и В₃ (В₂ отключены)

Как известно, на обычных ВЛ ремонтные работы выполняются при отключении ВЛ или под напряжением. Приемы и регламенты проведения ремонтных работ на обычных ВЛ достаточно хорошо освоены [4], и часть из них может быть позаимствована для организации ремонтных работ на компактных ВЛ и УСВЛ.

При отключенном состоянии компактных ВЛ и УСВЛ все виды ремонтных работ могут проводиться, как на обычных ВЛ, за исключением работ, связанных с ремонтом междуфазовых изоляционных распорок или стягивающих фазы изоляционных элементов, а также на проводах фаз и токоведущих элементах.

При отключенном состоянии компактных ВЛ УСВЛ использование специальных передвижных подвесных тележек позволяет с успехом проводить любые работы по замене и ремонту междуфазовых изоляционных элементов, а также арматуры расщепленных фаз, каждой в отдельности.

В случае применения на компактных ВЛ и УСВЛ стягивающих междуфазных элементов при необходимости их замены или ремонта требуется предварительная фиксация расстояния между сближенными фазами с помощью натяжных приспособлений (например, фиксирующих стержневых элементов или мерных линеек, канатов и др.), которые устанавливаются исполнителем ремонтных работ. После замены или ремонта того или другого изоляционного междуфазового элемента монтажные приспособления снимаются. Передвигаясь на подвесной тележке вдоль пролета ВЛ исполнитель аналогичным образом выполняет ремонт или замену следующей междуфазовой изоляционной конструкции.

Выполнение других видов ремонтных работ, связанных с работами на опорах и линейной подвесной изоляции, на компактных ВЛ и УСВЛ осуществляется аналогично работам, проводимым при ремонтах обычных ВЛ.

Существенны отличия в организации ремонтных работ на компактных ВЛ и УСВЛ при сохранении их под напряжением, что может быть обусловлено необходимостью бесперебойного электроснабжения потребителей, питаемых по данной ВЛ или УСВЛ.

Однозначно следует отметить, что при нахождении компактных ВЛ или УСВЛ под напряжением сходными ремонтными работами с обычными ВЛ будут только те, которые могут быть выполнены без приближения к токоведущим частям менее, чем установлены нормативными документами [4, 5].

Выполнение работ под напряжением на фазах и других токоведущих частях на компактных ВЛ и УСВЛ недопустимо, если расстояния между сближенными фазами, или другими токоведущими элементами, находящимся под разными потенциалами, меньше допустимого регламентируемого нормативными документами. С учетом этого на одноцепных ВЛ (рис. 1) при предельной их компактизации выполнение ремонтных работ под напряжением может оказаться недопустимым.

На двухцепных компактных ВЛ (рис. 2, 3) потребуется полное отключение одной из цепей, на которой необходимо выполнение отмеченных выше специальных ремонтных работ на фазах в пролетах или токоведущих частях на опорах.

Заметные преимущества при организации ремонтных работ под напряжением имеют УСВЛ.

Эти преимущества достигаются за счет того, что в УСВЛ попарно сближенными являются фазы, принадлежащие разным цепям. Для УСВЛ предусматривается как минимум два режима работы (рис. 5): при $\theta=0^\circ$ или $\theta=120^\circ$, т.е. в первом случае сближенные фазы будут иметь одинаковые напряжения (по модулю и фазе), а во втором случае между ними будет линейное напряжение.

При $\theta=0^\circ$ пара сближенных фаз может рассматриваться как одна фаза с глубоким расщеплением. Так как расстояния от одной пары фаз ВЛ к другим и к заземленным элементам опор в УСВЛ выдерживаются как на обычных ВЛ (рис. 4), то ремонт под напряжением возможен с использованием всех приемов и процедур, применяемых при выполнении ремонтных работ под напряжением на обычных ВЛ с глубоко расщепленными фазами. При таком подходе отключения УСВЛ не потребуется, хотя в режиме при $\theta=0^\circ$ пропускная способность УСВЛ будет ниже, чем при $\theta=120^\circ$.

При применении пофазного управления на двухцепных УСВЛ при необходимости могут быть отключены только две сближенные фазы (одна пара фаз, принадлежащих разным цепям). При этом выполнение ремонтных работ на отключенных фазах может проводиться как на отключенной ВЛ, разумеется при соблюдении мер предосторожности, так как остальные 4 фазы УСВЛ будут в работе. Оставшиеся в работе две пары сближенных фаз обеспечат 4-ехфазный режим УСВЛ. Например, если при $\theta=0^\circ$ будет отключена пара фаз (A_1 и A_2), то остальные две пары фаз могут иметь фазировку: B_1 и C_2 , C_1 и A_2 , что обеспечит полноценное трехфазное питание шин приемных подстанций.

Данные преимущества двухцепных УСВЛ необходимо принимать во внимание при комплексных технико-экономических обоснованиях выбора того или иного типа ВЛ нового поколения.

Выводы

1. Конструкции компактных ВЛ и УСВЛ выполняются с соблюдением всех нормативных документов, действующих в области воздушных линий электропередач. Ремонтные работы на компактных ВЛ и УСВЛ могут проводится при их отключенном состоянии или под напряжением.
2. При отключенном состоянии компактных ВЛ и УСВЛ основные принципы организации на них ремонтных работ практически ничем не отличаются от организации ремонтных работ на обычных ВЛ.
3. Отличительные особенности компактных одноцепных и двухцепных ВЛ состоят в том, что геометрические расстояния между фазами каждой цепи принимаются минимально допустимыми, с учетом ограничений по электрической прочности промежутков фаза-фаза, а также по условиям работы проводов в пролетах при воздействии гололедных и ветровых нагрузок. В пролетах компактных одноцепных и двухцепных ВЛ между фазами может быть предусмотрена установка изоляционных элементов (распорок или гирлянд изоляторов). Выполнение ремонтных работ на токоведущих частях и фазах компактных одноцепных и двухцепных ВЛ, как правило должна осуществляться при полном отключении одноцепных ВЛ, или одной из цепей двухцепной компактной ВЛ.
4. Ремонтные работы на фазах и токоведущих частях двухцепных УСВЛ могут проводиться под напряжением только в случае перевода УСВЛ в режим при $\theta=0^\circ$, т.е. при отсутствии фазового сдвига векторов напряжений сближенных фаз.

Литература

1. В.М. Постолатий, Е.В. Быкова, В.М. Суслов Ю.Г. Шакарян, Л.В. Тимашова, С.Н. Карева. Методические Подходы к выбору вариантов линий электропередач нового поколения на примере ВЛ-220 кВ. Problemele Energeticii Regionale, Chișinău, 2010, №2(13), стр. 7-22.
2. Научно-технический отчет по теме: «Исследование и обоснование применения в ЕЭС линий электропередачи повышенной пропускной способности в сочетании с устройствами FACTS».
3. Этап. Анализ конструкций и основных технических характеристик различных типов компактных линий электропередачи, применяемых в отечественной и зарубежной практике. Научный руководитель ОАО «НТЦ Электроэнергетики» д.т.н. проф. Ю.Г. Шакарян, заместитель научного руководителя к.т.н. Л.В. Тимашова. 2009 г., 106 с.
4. Управляемые линии электропередачи. Астахов, В.М. Постолатий, И.Т. Комендант, Г.В. Чалый / под ред. В.А. Веникова, Кишинев, «Штиинца», 1984 г. 292 с.
5. Разработка схем присоединений управляемых самокомпенсирующихся воздушных линий (УСВЛ) напряжением 330 кВ и выше. Научно-технический Отчет. ВГПИ и НИИ «Энергосетьпроект», Сибирское отделение, Руководитель темы к.т.н. Смирнов Е.А., 1991 г. 13 с.
6. И.Г. Барг, В.И. Эдельман. Воздушные линии электропередачи. Вопросы эксплуатации и надежности. М. Энергоатомиздат, 1985. 247 с.
7. Справочник «Библия электрика» ПУЭ, МПОТ, ПТЭ, (Шестое и седьмое издания, все действующие разделы). Новосибирск: Сиб. унив. Из-во, 2011. – 688 с., ил.

Сведения об авторах:

Постолатий Виталий Михайлович, д.х.т.н., академик АН Молдовы, заведующий Лабораторией управляемых электропередач Института энергетики АНМ. Сфера научных интересов: электрические станции, сети и системы и управление ими, управляемые, гибкие, компактные электропередачи, современные средства регулирования, энергетическая безопасность, общие вопросы энергетики.

Быкова Елена Витальевна, д.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории управляемых электропередач Институт энергетики АНМ. Сфера научных интересов: электрические сети и системы и управление ими, управляемые электропередачи, энергетическая безопасность, моделирование процессов в энергетике.

Суслов Виктор Миронович, научный сотрудник Лаборатории управляемых электропередач Институт энергетики АНМ. Сфера научных интересов: электрические сети и системы и управление ими, управляемые электропередачи, моделирование процессов в энергетике.

Шакарян Юрий Гевондович, заместитель генерального директора НТЦ «Электроэнергетика» (ВНИИЭ), г. Москва, д.т.н., профессор. Сфера научных интересов: электрические станции, сети и системы и управление ими, управляемые электропередачи, современные средства и системы регулирования, сверхпроводящие кабельные линии электропередачи, электропривод, моделирование процессов в энергетике.

Тимашова Лариса Владимировна, начальник центра электротехнического оборудования НТЦ «Электроэнергетика» (ВНИИЭ), г. Москва. Сфера научных интересов: электрические сети и системы и управление ими, управляемые электропередачи, современные средства регулирования, электротехническое оборудование, климатология, проблемы экологии.

Карева Светлана Николаевна, инженер Центра электротехнического оборудования НТЦ «Электроэнергетика», (ВНИИЭ), г. Москва. Сфера научных интересов: электрические сети и системы и управление ими, управляемые электропередачи, современные средства регулирования, электротехническое оборудование, техника высоких напряжений.

ПРИМЕНЕНИЕ SIMULINK(MATLAB) ДЛЯ АНАЛИЗА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК КЛАССИЧЕСКОГО ФАЗОРЕГУЛИРУЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

Л.П. Калинин, Д.А. Зайцев, М. С. Тыршу

Институт энергетики Академии наук Молдовы

Аннотация. Статья посвящена разработке в среде Simulink модели фазорегулирующего трансформатора, выполненного по классической схеме «Marcerau Connection», проведению с использованием этой модели опыта холостого хода, опыта короткого замыкания, а также нагрузочных испытаний и определению энергетических характеристик устройства.

Ключевые слова: моделирование, «Marcerau Connection», ФРТ.

UTILIZAREA SIMULINK(MATLAB) PENTRU ANALIZA CARACTERISTICILOR ENERGETICE ALE INSTALAȚIEI CLASICE DE REGLARE A DECALAJULUI DE FAZĂ

L.Calinin, D.Zaițev, M.Tîrșu

Institutul de Energetică al AŞM, or. Chișinău, Republica Moldova

Rezumat. Lucrarea este dedicată elaborării modelului de simulare a instalației de reglare a decalajului de fază în mediul de programare Simulink, realizat după schema clasică „Marcerau Connection”, testarea regimurilor de mers în gol, scurtcircuit și sarcina instalației în baza acestui model de simulare, precum și determinarea caracteristicilor energetice ale acestei instalații.

Cuvinte-cheie: simulare, „Marcerau Connection”, IRDF.

USE OF SIMULINK(MATLAB) FOR ANALYSIS OF ENERGY PERFORMANCE OF CLASSICAL PHASE SHIFT INSTALLATION

L.Calinin, D.Zaițev, M.Tîrșu

Institute of Power Engineering of Academy of Sciences of Moldova, Kishinau, Republic of Moldova

Abstract. Article is devoted to the development of simulation model in Simulink environment of phase shift installation, executed on classical scheme “Marcerau Connection”, test of idle, short-circuit and loading modes on base of this simulation model and determine of energy characteristics of this installation.

Key words: simulation, “Marcerau Connection”, PST.

Введение

Основной целью проводимой в настоящее время авторами научно-исследовательской работы является разработка и выбор наиболее эффективных схемных вариантов ФРТ, которые позволяют уменьшить размеры, вес и стоимость оборудования в целом. В связи с этим, будут разработаны несколько новых вариантов схемных решений для двухтрансформаторных ФРТ, которые могут быть перспективными для практического применения. Эффективность каждого из разрабатываемого в дальнейшем схемного решения ФРТ будет оцениваться путем сравнения с известным техническим решением, которое называется «Marcerau Connection» [1,2,3]. Таким образом, настоящая работа посвящена созданию модели «Marcerau Connection» в среде Simulink (Matlab) и анализу результатов расчетных экспериментов проведенных на ее базе. В дальнейшем для каждого разрабатываемого варианта ФРТ будет разработана соответствующая математическая модель, рассчитанная на ту же пропускную способность и на максимальный угол фазового сдвига между входным и выходным напряжениями ($\psi_{\max} = 60^\circ$).

Как критерии для дальнейшего сравнения приняты следующие ключевые показатели:

ΔP_{id} - Мощность потерь ФРТ при проведении опыта холостого хода,

ΔP_{sc} - Мощность потерь ФРТ при проведении опыта короткого замыкания,

ΔP_{Σ} - Общие потери мощности ФРТ по результатам двух опытов ($\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{id} + \Delta P_{sc}$),

S_{PST} - Номинальная мощность ФРТ при проведении нагрузочных испытаний

($S_{PST} = S_p + S_q$),

S_q - Номинальная мощность «Exiting» - трансформатора,

S_p - Номинальная мощность «Boosting» - трансформатора.

Результаты тестирования схемных вариантов в режимах холостого хода и короткого замыкания позволяют построить эквивалентную схему замещения (Рис. 1), которая может быть использована для определения соотношений между входными и выходными параметрами ФРТ в условиях регулирования угла или изменения тока нагрузки.

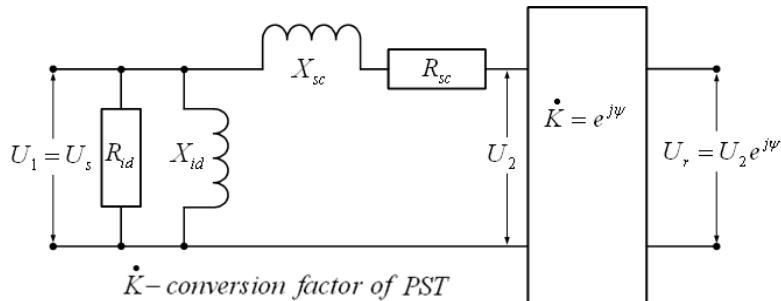


Рис.1. Схема замещения ФРТ.

Результаты тестирования схемных вариантов в нагрузочном режиме позволяют определить номинальную мощность каждого элемента, являющегося частью ФРТ, а также определить пути повышения эффективности использования энергетического оборудования в направлении уменьшения веса и размеров составных частей ФРТ и снижения номинальной мощности элементов силовой электроники.

Традиционная схема ФРТ

Принципиальная схема классического двухтрансформаторного ФРТ выполненного на основе «Marcerau Connection» представлена на Рис.2.

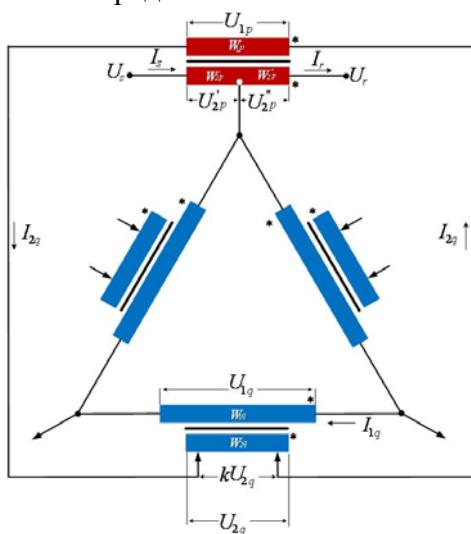


Рис.2. Традиционный вариант ФРТ (Marcerau Connection)

Элементы, связанные с «Exiting» - трансформатором помечены индексами «q», элементы, связанные с «Boosting» трансформатором помечены индексами «р».

Входные электрические значения помечены индексом «s» и выходные электрические величини обозначены индексами «г»:

U_s, I_s - Напряжение и ток на входе ФРТ,

U_r, I_r - Напряжение и ток на выходе ФРТ,

ψ - Фазовый сдвиг между выходным напряжением U_r и входным напряжением U_s (или между I_r и I_s),

$$\left. \begin{array}{l} U_r \\ I_r \end{array} \right\} = e^{j\psi} \cdot \left. \begin{array}{l} U_s \\ I_s \end{array} \right\} - \text{Связь между входными и выходными параметрами ФРТ в режиме холостого хода.}$$

На основе схемы Рис.2 в среде Simulink (Matlab) была создана комплексная модель ФРТ выполненного по варианту «Marcerau Connection» и позволяющая проводить различные расчетные эксперименты а также измерение всех токов и напряжений на всех элементах устройства. Для удобства проведения расчетных экспериментов каждый из трансформаторов ФРТ представлен в модели в виде группы однофазных трансформаторов.

Параметры элементов одной из фаз каждого трансформатора представлены в Табл.1 и были определены исходя из $U_s = U_r = 220V$ и номинальной мощности нагрузки устройства равной $10kVA$.

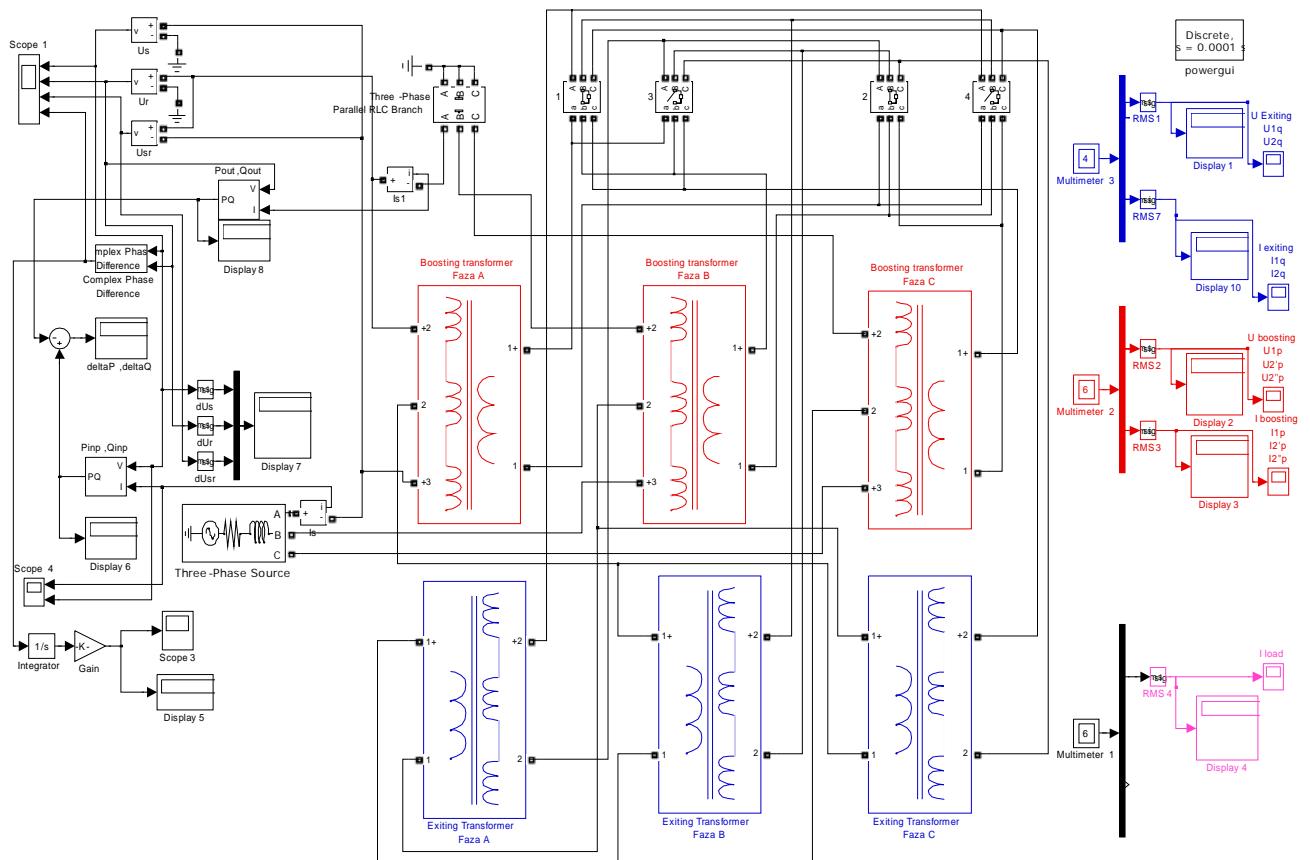
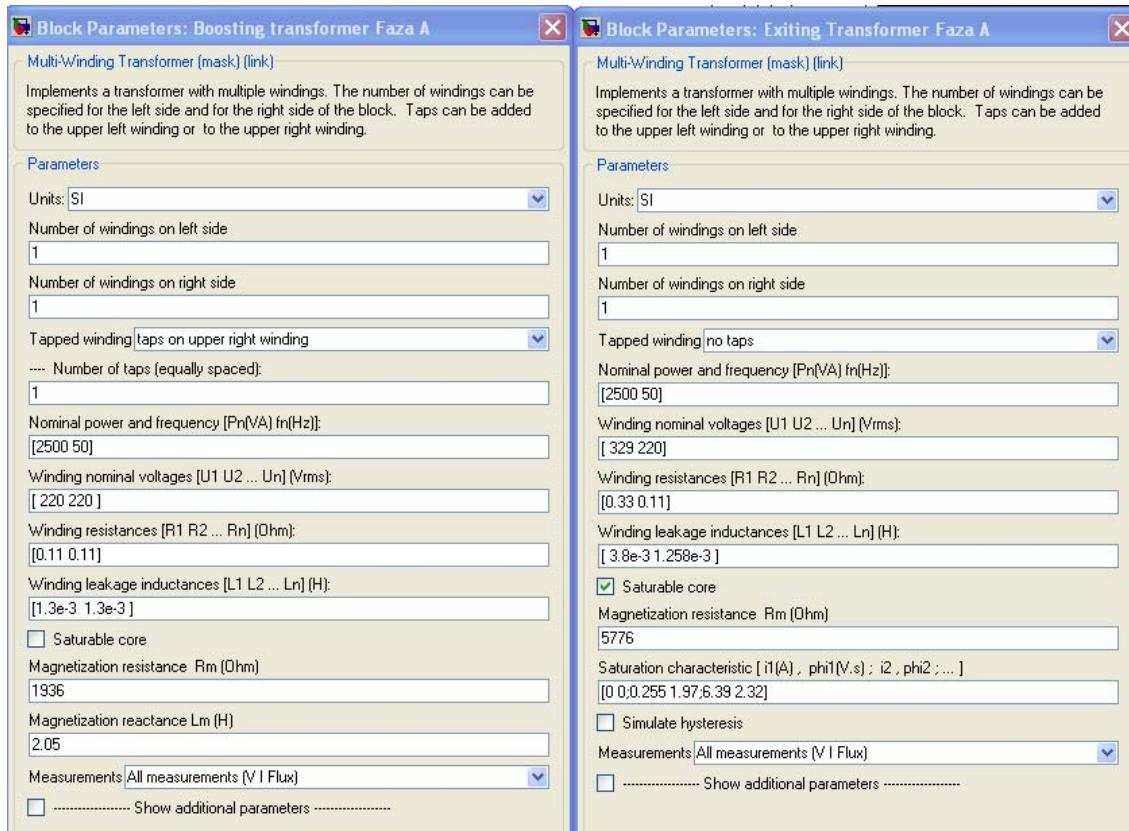


Рис.3 Принципиальная схема Simulink – модели классического двухтрансформаторного ФРТ.

Табл.1. Параметры трансформаторов составляющих ФРТ



Все параметры в табл.1 были рассчитаны исходя из условия, что ФРТ имеет пропускную мощность 10кВА и заданы в системе СИ. Для возбуждающего трансформатора была рассчитана и характеристика насыщения, позволяющая более корректно определить энергетические характеристики устройства. На основе разработанной модели были проведены опыты холостого хода, короткого замыкания и нагрузки устройства. Результаты опыта холостого хода представлены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты опыта холостого хода ФРТ выполненного по классической схеме («Marcerau Connection»)

Position	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$kU_{2q} (V)$	0	27.5	55	82.5	110	137.5	165	192.5	220
$L_{W_{2q}} (H)$	0.026*10-6	0.02*10-3	0.079*10-3	0.177*10-3	0.315*10-3	0.491*10-3	0.708*10-3	0.963*10-3	1.258*10-3
$U_{sr} (V)$	0.365	33.1	65.7	97.3	127.5	156	182.5	207	229.4
ψ°	0.09	8.3	16.5	24.4	32.3	39.7	46.9	53.8	60.1
$I_{id} (A)$	0.308	.314	.332	0.361	.4	0.446	0.496	0.551	0.606
$\Delta P_{id} (W)$	27.4	27.8	29.1	31.1	33.7	36.9	40.4	44.1	47.9
$\Delta Q_{id} (Var)$	65.3	66.6	70.7	77.1	85.5	95.6	106.8	118.7	131.0
$U_{1q} (V)$	397.9	396.8	393.7	388.7	382.0	373.9	364.7	354.6	343.9
$Z_{id} (Ohm)$	746.7	732.5	692.8	637.1	575.0	515.7	463.7	417.4	379.5
$r_{id} (Ohm)$	1930	1903	1818	1701	1570	1433	1309	1199	1104
$x_{id} (Ohm)$	808.9	794.3	749.6	687.0	617.9	553.1	496.2	444.8	403.5

Опыт холостого хода проводился при различных уровнях напряжения kU_{2q} , которое снимается между контактами РПН с обмотки W_{2q} и является питающим для обмотки W_{2p} . Индуктивность обмотки между контактами РПН определяется величиной $L_{W_{2q}}$.

Строка «Position» в табл.2 и далее определяет виртуальное положение контактов РПН, которые обеспечивают соответствующее значение угла ψ .

Все основные измеряемые и рассчитываемые величины приведены для одной фазы трехфазного устройства. Измеренными величинами являются: $U_{sr}, \psi^\circ, I_{id}, \Delta P_{id}, \Delta Q_{id}, U_{1q}$. Рассчитанными параметрами являются: Z_{id}, x_{id}, r_{id} . Напряжение U_{1q} определяет изменение магнитной индукции в стержне «Exiting» - трансформатора в процессе регулирования угла ψ .

Основные результаты проведенного на модели опыта короткого замыкания представлены в табл. 3. При проведении расчетного эксперимента уровень тока короткого замыкания был установлен на уровне $I_{sc} = 12A = const$ и поддерживался путем выбора соответствующего U_{sc} .

Табл.3. Результаты опыта короткого замыкания ФРТ выполненного по классической схеме («Marcerau Connection»)

Position	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$L_{W_{2q}} (H)$	0.026*10-6	0.02*10-3	0.079*10-3	0.177*10-3	0.315*10-3	0.491*10-3	0.708*10-3	0.963*10-3	1.258*10-3
$U_{sc} (V)$	29.3	29.5	29.9	30.6	31.5	32.6	33.8	35.1	36.4
$\Delta P_{sc} (W)$	108.0	108.5	108.8	109.8	110.8	112.3	113.7	115.3	116.7
$\Delta Q_{sc} (Var)$	334.3	337.3	342	350.8	361.8	375.7	390.5	406.7	422.5
$Z_{sc} (Ohm)$	2.44	2.46	2.49	2.55	2.63	2.72	2.82	2.93	3.03
$r_{sc} (Ohm)$.75	.753	.756	.763	.769	.78	.789	.801	.81
$x_{sc} (Ohm)$	2.322	2.342	2.372	2.433	2.515	2.606	2.707	2.818	2.919

Измеренными величинами в опыте короткого замыкания являются: $U_{sc}, \Delta P_{sc}, \Delta Q_{sc}$. Рассчитанными параметрами являются: Z_{sc}, r_{sc}, x_{sc} .

Характеристики активной (r_{id}) и реактивной (x_{id}) составляющих полного сопротивления устройства (Z_{id}) в режиме холостого хода, также как и активной (r_{sc}) и реактивной (x_{sc}) составляющих сопротивления устройства (Z_{sc}) в режиме короткого замыкания представлены на рис. 4 и рис. 5 соответственно.

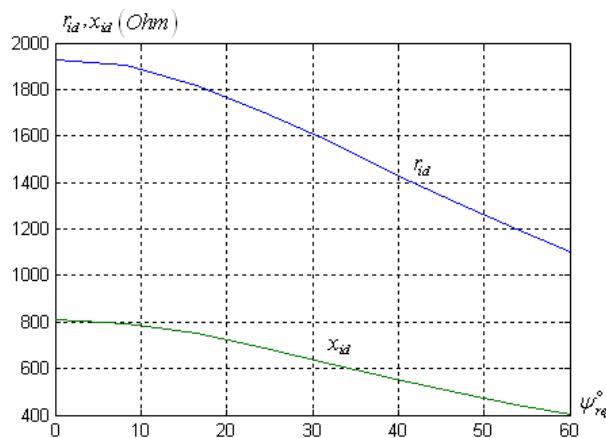


Рис.4. Характеристики активной (r_{id}) и реактивной (x_{id}) составляющих сопротивления (Z_{id}) ФРТ в режиме холостого хода.

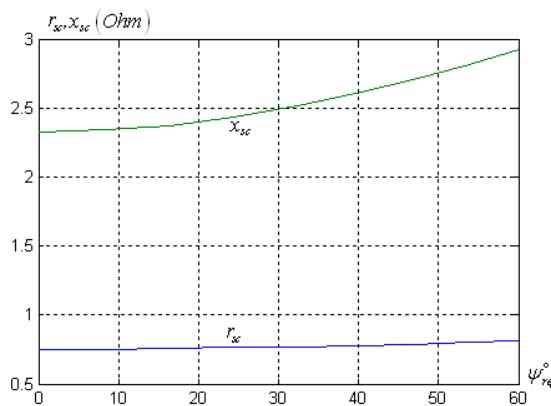


Рис.5. Характеристики активной (r_{sc}) и реактивной (x_{sc}) составляющих сопротивления (Z_{sc}) ФРТ в режиме короткого замыкания.

Характер изменения потерь активной мощности в рассматриваемом ФРТ представлен на рис. 6, где ΔP_{id} - потери в режиме холостого хода, ΔP_{sc} - потери в режиме короткого замыкания и $\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{id} + \Delta P_{sc}$. Представленные зависимости будут в дальнейшем сравниваться с аналогичными характеристиками при разработке схемных вариантов ФРТ для более объективной оценки их технической эффективности.

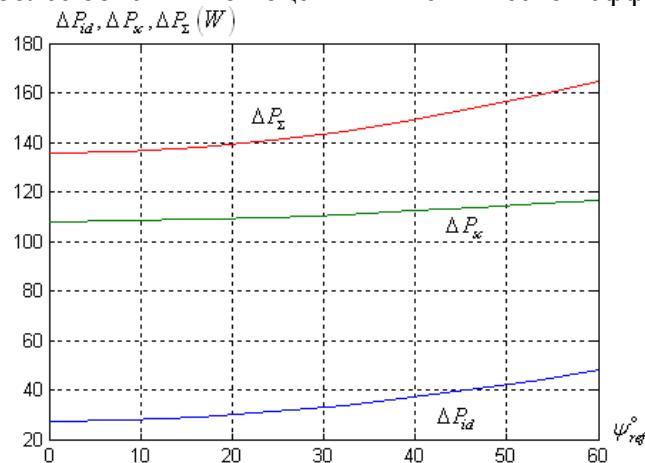


Рис.6. Зависимости изменения активных потерь от угла ψ_{ref} в ФРТ выполненном по схеме «Marcerau Connection».

Аргумент ψ_{ref} , относительно которого строились графики рис. 4,5,6, соответствует углу фазового сдвига ψ в режиме холостого хода, таким образом $\psi_{ref} = \psi$ из табл. 2.

В результате проведения нагрузочных испытаний могут быть определены мощности всех элементов, составляющих ФРТ.

Для обобщения получаемых в дальнейшем результатов, как мощность ФРТ, так и мощности отдельных элементов представлены через полную мощность нагрузки на выходе устройства, которая может быть выражена как $S_r = U_r I_r$, где S_r - величина, устанавливаемая на стадии проектирования.

Опыт короткого замыкания проводился при $I_{sc} = 12A$. Соответственно во время нагрузочных испытаний соблюдалось условие $I_r = 12A = const$ путем присоединения к выходным контактам ФРТ соответствующего активного сопротивления нагрузки.

Результаты нагрузочных испытаний «Marcerau Connection» представлены в табл. 4. Наряду с показателями, характеризующими нагрузочный режим (L), в таблице представлены также некоторые характеристики режима холостого хода (I), которые будут использованы для дальнейших вычислений.

ФРТ обеспечивает способность симметричного регулирования угла фазового сдвига в пределах $\pm 60^\circ$. В электрической сети при увеличении угла ψ в положительном направлении соответственно увеличивается мощность через ФРТ и наоборот. Таким образом, условие $\psi = +60^\circ$ является самым тяжелым для оборудования и должно быть принято в качестве расчетного для проектирования ФРТ.

В соответствии со стандартным определением, мощность любого трансформатора можно представить в виде половины суммы номинальных мощностей всех его обмоток. В свою очередь, проектная мощность каждой обмотки является произведением максимального тока и максимального напряжения этой обмотки, которые выбраны из всех возможных режимов работы трансформатора.

Таким образом, напряжения и токи, отмеченные в табл. 4 маркером, являются базовыми для расчета номинальных мощностей соответствующих обмоток. В соответствии с вышесказанным могут быть рассчитаны номинальные мощности отдельных элементов ФРТ.

$$\text{Мощность } (S_p) \text{ «boosting» - трансформатора } S_p = \frac{S_{W_{1p}} + S_{W_{2p}} + S_{W_{2p}^*}}{2} = 2799W.$$

Значения величин мощностей $(S_{W_{1p}}, S_{W_{2p}}, S_{W_{2p}^*})$ отдельных обмоток данного трансформатора следующие:

$$S_{W_{1p}} = 229.6 \cdot 12.2 = 2801W, \quad S_{W_{2p}} = 115 \cdot 12.25 = 1408W, \quad S_{W_{2p}^*} = 114.8 \cdot 12.1 = 1389W.$$

$$\text{Мощность } (S_q) \text{ «excitation» - трансформатора } S_q = \frac{S_{W_{1q}} + S_{W_{2q}}}{2} = 2852W.$$

Мощности $(S_{W_{1q}}, S_{W_{2q}})$ отдельных обмоток этого трансформатора:

$$S_{W_{1q}} = 397.9 \cdot 7.3 = 2904W, \quad S_{W_{2q}} = 229.6 \cdot 12.2 = 2801W.$$

Таблица 4. Результаты опыта нагрузки ФРТ выполненного по классической схеме («Marcerau Connection»)

Position		1		2		3		4		5		6		7		8		9	
$L_{(W_{2q})}(H)$		0.026*10-6		0.02*10-3		0.079*10-3		0.177*10-3		0.315*10-3		0.491*10-3		0.708*10-3		0.963*10-3		1.258*10-3	
ψ°_{ref}	I	0.09		8.3		16.5		24.4		32.3		39.7		46.9		53.8		60.1	
ψ°	L	-6.1		2.1		10.2		17.9		25.5		32.7		39.5		46		52.1	
$U_{sr}(V)$	I	.342		33.1		65.8		97.4		127.6		156.1		182.7		207.3		229.7	
	L	26.0		12.6		40.9		71.0		99.9		127.1		152.5		175.9		197.3	
$U_r(V)$	L	220.3		220.3		220.2		220.0		219.8		219.5		219.2		218.8		218.4	
$\Delta P(W)$	L	124.3		124.9		126.5		129.1		132.5		136.5		140.8		145.5		150.2	
Parameters		$U(V)$	$I(A)$	$U(V)$	$I(A)$	$U(V)$	$I(A)$	$U(V)$	$I(A)$	$U(V)$	$I(A)$	$U(V)$	$I(A)$	$U(V)$	$I(A)$	$U(V)$	$I(A)$	$U(V)$	$I(A)$
W_{1p}	I	0.137		33.2		65.8		97.4		127.6		156.1		182.7		207.2		229.6	
	L	1.4	12.2	32.4	12.2	63.9	12.1	94.1	12	122.7	11.8	149.5	11.6	174.2	11.3	197	11	217.7	10.7
W'_{2p}	I	0.295		16.6		32.9		48.7		63.8		78.1		91.4		103.7		115	
	L	13.1	12.25	7.1	12.25	21.3	12.25	36.6	12.25	51.2	12.25	65.1	12.25	78	12.25	89.9	12.25	100.8	12.25
W''_{2p}	I	0.07		16.6		32.9		48.7		63.8		78		91.3		103.5		114.8	
	L	13.0	12.1	5.5	12.1	19.7	12.1	34.6	12.1	48.8	12.1	62.2	12.1	74.7	12.0	86.2	12.0	96.7	12.0
W_{1q}	I	397.9		396.8		393.7		388.7		382.0		373.9		364.7		354.6		343.9	
	L	389.2	0.2	388.5	1.2	385.7	2.2	381.1	3.2	374.9	4.1	367.5	5.0	359.0	5.8	349.8	6.6	340.1	7.3
W_{2q}	I	0.136		33.2		65.8		97.4		127.6		156.1		182.7		207.2		229.6	
	L	1.35	12.2	32.4	12.2	63.9	12.1	94.1	12	122.7	11.8	149.5	11.6	174.2	11.3	197.0	11.0	217.7	10.7

Величина S_q несколько выше величины S_p из-за того, что трансформатор “q” дополнительно загружается током холостого хода трансформатора “p”.

Общая мощность (S_{PST}) обоих трансформаторов формирующих ФРТ:

$$S_{PST} = S_p + S_q = 2799 + 2852 = 5651W.$$

Относя величину полной мощности ФРТ (S_{PST}) к выходной мощности устройства ($S_r = U_r I_r = 218.4 \cdot 12 = 2621W$) можно получить следующий коэффициент:

$$\frac{S_{PST}}{S_r} = \frac{5651}{2621} = 2.15.$$

Таким образом, полная мощность рассматриваемого ФРТ $S_{PST} = 2.15 \cdot S_r$, или в 2.15 раза больше его мощности на выходе S_r .

Отметим также, что величина $S_{W_{1p}} = S_{W_{2q}} = 2801W$ определяет обмен мощности между “p” и “q” трансформаторами в процессе регулирования угла. Эта мощность определяет также мощность элементов силовой электроники (S_{PE}), если она применяется для регулирования угла. Разделив величину $S_{PE} = S_{W_{1p}} = S_{W_{2q}}$ на выходную мощность устройства (S_r), получаем коэффициент, который в дальнейшем может применяться при сравнении разрабатываемых в дальнейшем схемных вариантов ФРТ:

$$\frac{S_{PE}}{S_r} = \frac{S_{W_{1p}}}{S_r} = \frac{S_{W_{2q}}}{S_r} = \frac{2801W}{2621W} = 1.07, \text{ то есть } S_{PE} = 1.07 \cdot S_r.$$

Очевидно, что представленный выше вариант ФРТ следует рассматривать как достаточно громоздкий, если необходимо обеспечить значительную величину фазового угла ψ . В дальнейшем авторами будут разрабатываться новые схемные решения ФРТ позволяющие существенно снизить массогабаритные показатели устройства.

Заключение

Основное внимание в работе уделено всестороннему исследованию классического варианта ФРТ, выполненного по схеме «Marcerau Connection». В результате проведенной работы разработана модель устройства в среде Simulink (Matlab), позволившая провести серию расчетных экспериментов. Определены параметры схемы замещения ФРТ в процессе регулирования, а также энергетические характеристики рассматриваемого устройства, рассчитаны показатели, позволяющие оценить техническую эффективность классической схемы ФРТ.

Благодарность

Исследования были проведены при поддержке межправительственной организации, занимающейся предотвращением и распространением опыта, связанного с оружием массового уничтожения (ОМУ) – STCU (Science and Technology Center in Ukraine) в рамках проекта STCU/5388.

Литература

1. Luiz A. C. Lopes, Geza Joos, Boon-Teck Ooi, "A PWM Quadrature Booster Phase-Shifter For FACTS, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.11, No.4, October 1996.
2. D.Perco, Special Transformer Will Control Power Flow between Ontario-Manitoba, Electrical News and Engineering, July, 1972.
3. S.Nyati, J.Kappenman, N.Mohan, A.Edris Design Issues For a Single Core Transformer Thyristor Controlled Phase-Angle Regulator, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.10, No.4, October 1995.

Сведения об авторах:



Калинин Лев Павлович 31.07.1934. Окончил Одесский Политехнический Институт (Украина) в 1963 году. В 1982 году защитил диссертацию на степень кандидата технических наук в НЭТИ г.Новосибирск (Россия). Область научных интересов связана с применением FACTS контроллеров в энергосистемах.



Зайцев Дмитрий Александрович 10.04.1963. Окончил Кишиневский Политехнический Институт (Молдова) в 1985 году, Защитил диссертацию на степень кандидата технических наук в 2000 году в Институте Энергетики АН РМ. Научные интересы лежат в области исследования режимов энергосистем, содержащих гибкие межсистемные связи. Является заведующим «Лабораторией Энергетического Оборудования и Силовой Электроники».



Тыршу Михаил Степанович 27.02.1972. Окончил Технический университет Молдовы в 1994 году. По специальности «Автоматизация и управление техническими системами». В 2003 году защитил диссертацию на степень кандидата технических наук. Является заместителем директора Института Энергетики Академии Наук Молдовы. Основные исследования проводят в области управления транспортными сетями, диагностики высоковольтного оборудования, силовой электроники и др.

TRANSFORMER-BASED PHOTOVOLTAIC SYSTEM WITH CASCADED CONVERTERS WITH DISCONTINUOUS SYNCHRONIZED MODULATION

V. Oleschuk, A. Sizov

Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Moldova

Resume. The paper presents results of analysis of operation of photovoltaic system on the base of dual inverters with discontinuous synchronized pulsewidth modulation (PWM). Two basic schemes of discontinuous synchronized PWM, applied for control of dual-inverter system under different operation conditions, have been analyzed and compared.

Key words: voltage source inverter, photovoltaic system, modulation strategy, voltage synchronization.

SISTEMUL FOTOVOLTAIC CU TRANSFORMATORUL PE BAZĂ DE INVERTOARE CASCADE CU MODULAREA SINCRONĂ DISCONTINUĂ

V. Olesciuk, A. Sizov

Institutul de Energetică al Academiei de Științe a Moldovei

Rezumat. Lucrarea prezintă rezultatele analizei de funcționare a sistemului fotovoltaic pe baza invertoarelor duble cu modulare sincronă discontinuă. Două scheme de bază ale modulării discontinuă sincrone, destinate pentru controlul sistemelor cu dublu-invertor în condiții diferite de exploatare, au fost analizate și comparate. **Cuvinte-cheie:** invertor de tensiune, sistem fotovoltaic, strategie de modulare, sincronizare de tensiune.

ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ФОТОПРЕОБРАЗОВАТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА НА БАЗЕ КАСКАДНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ С ПРЕРЫВИСТОЙ СИНХРОННОЙ МОДУЛЯЦИЕЙ

В. Олещук, А. Сизов

Институт энергетики Академии наук Молдовы

Аннотация. Представлены результаты исследования работы фотопреобразовательной системы на базе сдвоенных (каскадных) инверторов напряжения с алгоритмами синхронной прерывистой модуляции. Проанализированы и сопоставлены характеристики систем с двумя базовыми разновидностями синхронной прерывистой модуляции и при различных условиях функционирования.

Ключевые слова: автономный инвертор напряжения, фотопреобразовательная система, стратегия модуляции, синхронизация напряжения.

I. INTRODUCTION

Multilevel converters and drives are a subject of increasing interest in the last years due to some advantages compared with conventional three-phase systems.

Some of the perspective topologies of power converters are now cascaded (dual) two-level converters which utilize two standard three-phase voltage source inverters [1]-[3]. In particular, dual-inverter-based open-end winding motor drives have some advantages such as redundancy of the space-vector combinations and the absence of neutral point fluctuations [4]-[7]. These new drive topologies provide also one of the best possible use of semiconductor switches.

Almost all versions of classical space-vector PWM are based on an asynchronous principle, which results in sub-harmonics (of the fundamental frequency) in the spectrum of the output voltage and current of converters, which are very undesirable for high power applications [8],[9].

In order to provide voltage synchronization in dual- inverter fed drives, a novel method of synchronized PWM has been applied for control of these systems with single DC voltage

source [10], and for the systems with two DC sources: without power balancing between sources [11], and with power balancing algorithms [12], including application of hybrid schemes of PWM [13].

Besides adjustable speed AC drives, photovoltaic systems are among perspective areas of application of the dual-inverter topology [14]-[16]. In particular, fig. 1 presents dual inverter system supplied by two insulated strings of photovoltaic panels with the resulting DC voltages V_L and V_H [14].

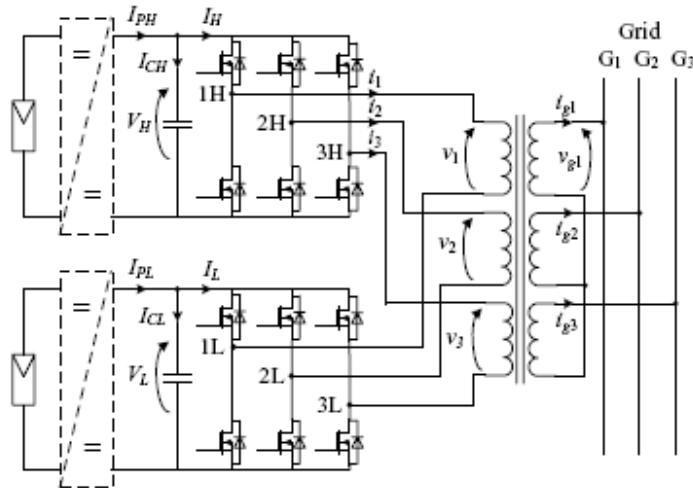


Fig. 1. Topology of dual-inverter-based photovoltaic system [14]

The presented in fig. 1 system topology is based on direct connection of two photovoltaic modules (strings) to dual (cascaded) inverters. And dual inverters are connected to a grid by a three-phase transformer with the open winding configuration on primary side, and this configuration is one of the most suitable for photovoltaic systems with a higher power range.

So, this paper presents analysis of operation of dual-inverter-based photovoltaic system with algorithms of discontinuous synchronized PWM. In particular, it is known, that schemes of discontinuous modulation are the most suitable PWM schemes for control of inverters in the zone of higher modulation indices [8], and these control modes are typical for control of majority of photovoltaic installations based on cascaded inverters.

II. BASIC PROPERTIES OF THE METHOD OF SYNCHRONIZED MODULATION

In order to avoid asynchronism of conventional space-vector modulation, novel space-vector-based method of synchronized PWM [17] can be used for control of each inverter in a dual-inverter system for photovoltaic generation.

figs. 2 - 3 present switching state sequences of standard three-phase inverter inside the interval 0° - 90° . They illustrate schematically two basic discontinuous versions of space-vector PWM (fig. 2 – discontinuous PWM with the 30° -non-switching intervals (DPWM30); fig. 3 - discontinuous PWM with the 60° -non-switching intervals (DPWM60)) [17].

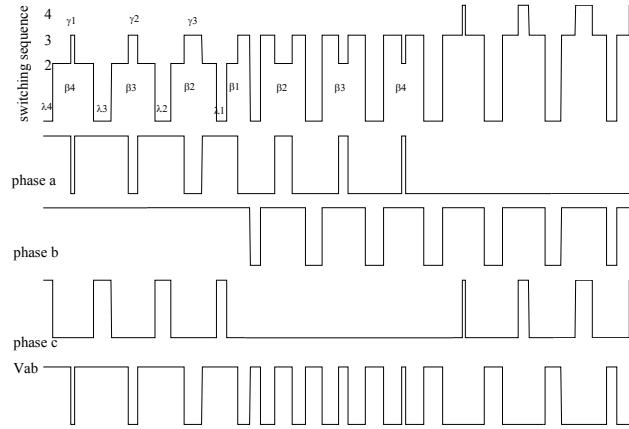


Fig. 2. Switching state sequence, pole voltages V_a , V_b , V_c , and line-to-line voltage V_{ab} of three-phase inverter with discontinuous PWM with the 30° -non-switching intervals (DPWM30)

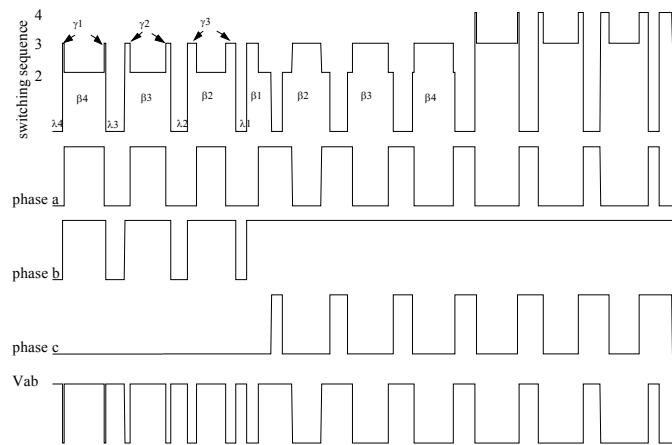


Fig. 3. Switching state sequence, pole voltages V_a , V_b , V_c , and line-to-line voltage V_{ab} of three-phase inverter with discontinuous PWM with the 60° -non-switching intervals (DPWM60)

The upper traces in figs. 2 – 3 are switching state sequences (in accordance with conventional designation [17]), then – the corresponding pole voltages of standard three-phase inverter. The lower traces in figs. 2 - 3 show the corresponding quarter-wave of the line-to-line output voltage of the inverter. Signals β_i represent total switch-on durations during switching cycles τ , signals γ_k are generated in the centers of the corresponding β . Widths of notches λ_k represent duration of zero states [17].

So, one of the basic ideas of the proposed PWM method is in continuous synchronization of the positions of all central β_1 -signals in the centers of the 60° -clock-intervals (to fix positions of the β_1 -signals in the centers), and then – to generate symmetrically all other active β - and γ -signals, together with the corresponding notches.

For the presented photovoltaic power conversion system (fig. 1) rational determination of the switching frequency F_s of inverters and duration of sub-cycles τ , providing continuous voltage synchronization during fluctuation of the grid fundamental frequency F , can be based on (1),(2) for discontinuous versions of modulation (DPWM) [16]:

$$F_{s(DPWM)} = F(8n-5) \quad (1)$$

$$\tau_{DPWM} = 1/[6F(2n-1.5)], \quad (2)$$

where $n=2,3,4\dots$

Equations (3)-(8) present set of control functions for determination of durations of all control signals of three-phase inverters with synchronized PWM in absolute values (seconds) for both undermodulation and overmodulation control regimes of dual inverters [17]:

For $j=2,\dots,i-1$:

$$\beta_j = \beta_1 \cos[(j-1-K_3)\tau K_{ov1}] \quad (3)$$

$$\gamma_j = \beta_{i-j+1} \{0.5 - 0.87 \tan[(i-j-0.25)\tau]\} K_{ov2} \quad (4)$$

$$\beta_i = \beta'' = \beta_1 \cos[(i-1.25)\tau K_{ov1}] K_s \quad (5)$$

$$\begin{aligned} \gamma_1 &= \beta'' \{0.5 - 0.87 \tan[(i-2.25)\tau + \\ &(\beta_{i-1} + \beta_i + \lambda_{i-1})/2]\} K_s K_{ov2} \end{aligned} \quad (6)$$

$$\lambda_j = \tau - (\beta_j + \beta_{j+1})/2 \quad (7)$$

$$\lambda_i = \lambda' = (\tau - \beta'') K_{ov1} K_s, \quad (8)$$

where: $\beta_1 = 1.1\pi m$ if $m < 0.907$, and $\beta_1 = \tau$ if $m > 0.907$; K_s is coefficient of synchronization [17].

III. SYNCHRONOUS OPERATION OF CASCADED INVERTERS SUPPLIED BY PHOTOVOLTAIC STRINGS

Synchronous control of the output voltage of each inverter of dual-inverter-based system with algorithms of synchronized PWM provides synchronous symmetrical regulation of the phase voltages V_1 , V_2 and V_3 of the system. Rational phase shift between waveforms of the output voltages of the two inverters is equal in this case to one half of the switching interval (sub-cycle) τ [1].

In the case, when the two DC-link voltage sources have equal voltages ($V_L = V_H$), the resulting voltage space-vectors are equal to the space-vector patterns of conventional three-level inverter [1],[3],[6].

The phase voltages V_1 , V_2 , V_3 of the dual-inverter system with two isolated DC-sources (fig. 1) are calculated in accordance with (9)-(12) [4]:

$$V_0 = I/3(V_{1L} + V_{2L} + V_{3L} + V_{1H} + V_{2H} + V_{3H}) \quad (9)$$

$$V_1 = V_{1L} + V_{1H} - V_0 \quad (10)$$

$$V_2 = V_{2L} + V_{2H} - V_0 \quad (11)$$

$$V_3 = V_{3L} + V_{3H} - V_0, \quad (12)$$

where V_{IL} , V_{2L} , V_{3L} , V_{IH} , V_{2H} , V_{3H} are the corresponding pole voltages of each three-phase inverter (fig. 1), V_0 is zero sequence (triplet harmonic component) voltage.

Control of photovoltaic power conversion systems on the base of dual inverters has some peculiarities. In particular, in the case of direct connection between the two photovoltaic strings and the two inverters, in order to provide maximum power point tracking of photovoltaic panels, operation of control board should be based on continuous analysis of DC-currents of photovoltaic strings [14]. And, in particular, in the case of non-equal currents of two DC-sources, control of the system should be based on the corresponding specific regulation of modulation indices of dual inverters [15]. And this control is somewhat similar to power sharing process between two dual inverters for traction systems, analyzed in [7],[12].

A. Operation of the System with Equal DC-Currents

Operation of photovoltaic system with equal DC-currents of two strings of photovoltaic panels is the basic operation mode for majority of photovoltaic applications. Modulation indices of two cascaded inverters should have in this case relatively high level [15],[16]. To illustrate operation of the dual-inverter system for transformer-based photovoltaic installation with equal DC-currents, for the case when modulation indices of two inverters are equal to $m_H = m_L = 0.9$, fig. 4 – fig. 7 show basic voltage waveforms on the primary side of the system, controlled by algorithms of synchronized discontinuous PWM with the 30° -non-switching intervals (DPWM30, figs. 4 - 5), and by algorithms of discontinuous modulation with the 60° -non-switching intervals (DPWM60, figs. 6 - 7).

In particular, the presented figures show pole voltages V_{IH} , V_{IL} , line-to-line voltages V_{IH2H} , V_{IL2L} of the two inverters, and of the phase voltage V_I (with its spectrum in figs. 5 and 7) on the primary side of transformer. Fundamental frequency of the system is $F=50\text{Hz}$, and average switching frequency is $F_s = 1.35 \text{ kHz}$ for each modulated inverter, DC-voltages are equal to $V_{dc} = V_H = V_L = 300 \text{ V}$.

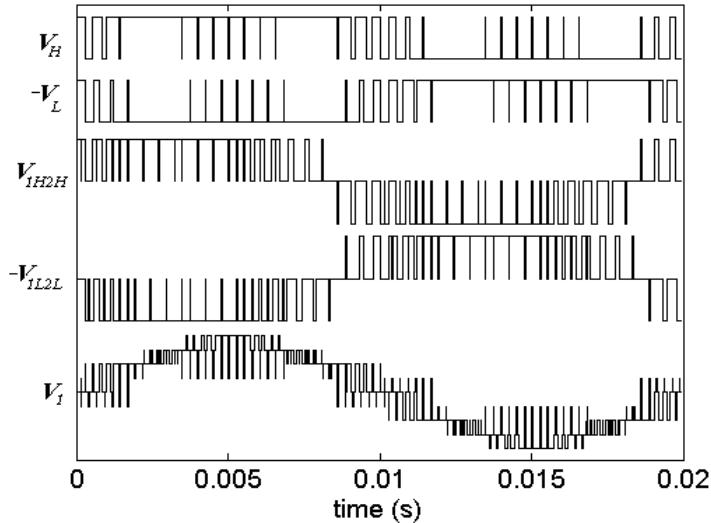


Fig. 4. Pole voltages V_{IH} and V_{IL} , line voltages V_{IH2H} and V_{IL2L} , and phase voltage V_I of the system with discontinuous synchronized PWM with the 30° -non-switching intervals (DPWM30, $m_H=m_L=0.9$)

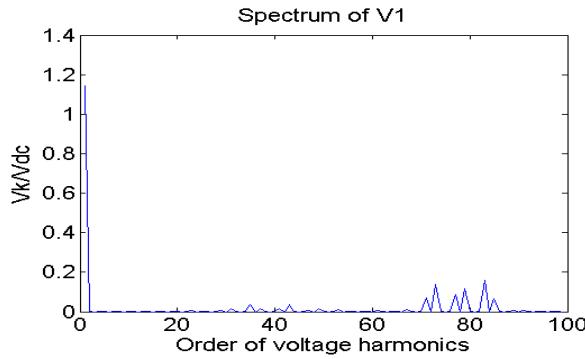


Fig. 5. Spectrum of the phase voltage V_1 of the system with discontinuous PWM (DPWM30, $m_H=m_L=0.9$)

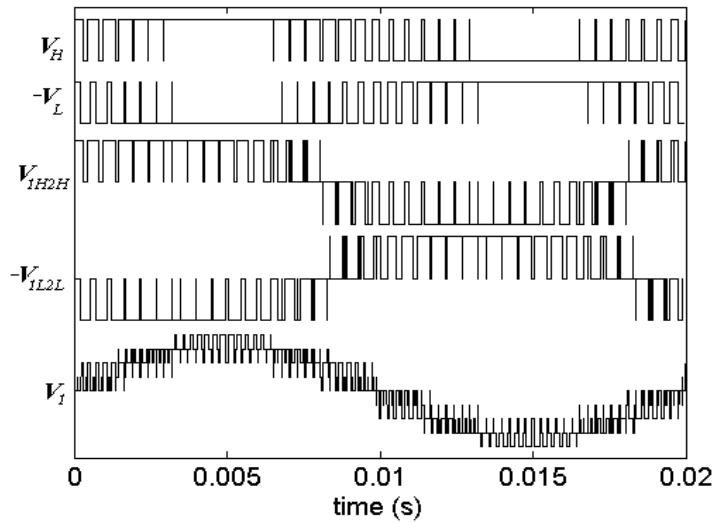


Fig. 6. Pole voltages V_{IH} and V_{IL} , line voltages V_{IH2H} and V_{IL2L} , and phase voltage V_1 of the system with discontinuous synchronized PWM (DPWM60, $m_H=m_L=0.9$)

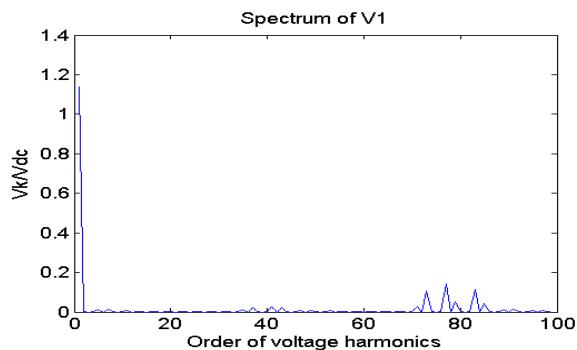


Fig. 7. Spectrum of the phase voltage V_1 of the system with discontinuous PWM (DPWM60, $m_H=m_L=0.9$)

B. Operation of the System with Non-Equal DC-Currents

In the case of non-equal currents from two strings of photovoltaic panels control of the system should be based on the corresponding specific regulation of modulation indices of dual inverters. In particular, in order to provide rational power sharing between inverters,

modulation index of the inverter, supplied by the bigger current, should be decreased correspondingly in comparison with modulation index of the inverter, supplied by smaller DC-current [15].

As an example of operation of the dual-inverter system with synchronized PWM with non-equal DC-currents and, correspondingly, non-equal modulation indices of cascaded inverters ($m_H=0.9$, $m_L=0.7$), fig. 8 – fig. 11 present basic voltage waveforms of the system, with spectra of the phase voltage on the primary side of three-phase transformer, for the system controlled by algorithms of discontinuous modulation with the 30^0 -non-switching intervals (DPWM30, figs. 8 - 9), and for the system controlled by algorithms of discontinuous synchronized PWM with the 60^0 -non-switching intervals (DPWM60, figs. 10 – 11). Fundamental frequency of the system is $F = 50\text{Hz}$, and average switching frequency is equal to $F_s = 1.35\text{ kHz}$ for each modulated inverter.

The presented results show, that spectra of the phase voltage of dual-inverter systems with synchronized PWM do not contain even harmonics and sub-harmonics.

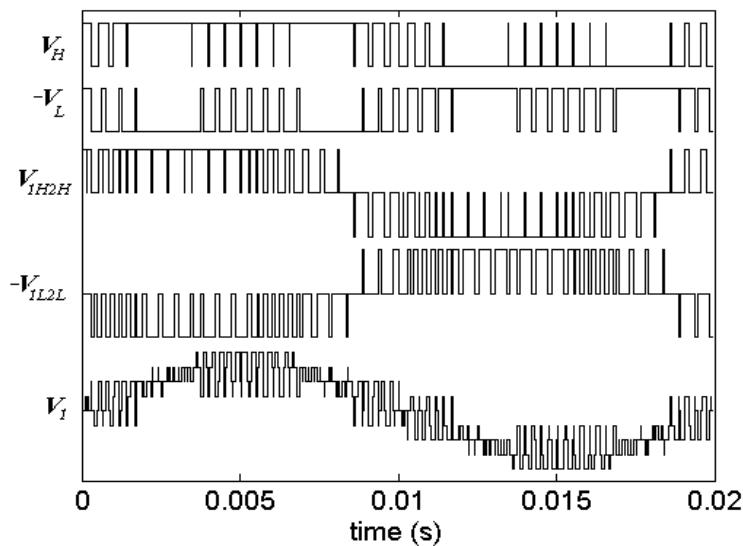


Fig. 8. Pole voltages V_H and V_L , line voltages V_{IH2H} and V_{IL2L} , and phase voltage V_I of the system with discontinuous PWM with the 30^0 -non-switching intervals (DPWM30, $m_H=0.9$, $m_L=0.7$)

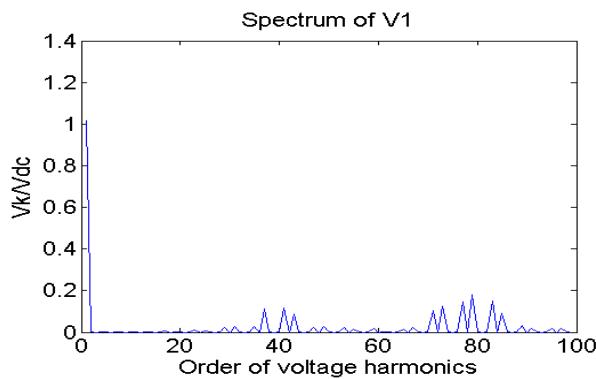


Fig. 9. Spectrum of the phase voltage V_I of the system with discontinuous PWM (DPWM30, $m_H=0.9$, $m_L=0.7$)

C. Operation of the System with Big Difference of Modulation Indices of Dual Inverters

It is interesting to analyze behavior of dual-inverter-based photovoltaic system for the case of big difference of value of modulation indices of two inverters. In particular, in practice this case can be connected with big difference in solar irradiance level for the corresponding photovoltaic panels [15].

To illustrate operation of the dual-inverter system with big difference between modulation indices of two inverters ($m_H = 0.9$, $m_L = 0.5m_H = 0.45$), fig. 12 – fig. 15 show basic voltage waveforms on the primary side of the system, controlled by algorithms of synchronized discontinuous PWM with the 30^0 -non-switching intervals (DPWM30, figs. 12 - 13), and of the system controlled by algorithms of discontinuous PWM with the 60^0 -non-switching intervals (DPWM60, figs. 14 - 15).

And in these cases spectra of the phase voltage of the system with discontinuous synchronized PWM contain only odd (non-triplet) harmonics.

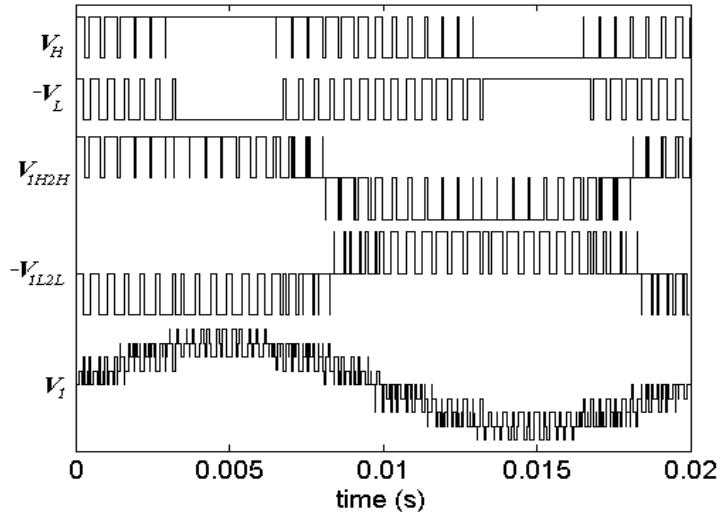


Fig. 10. Pole voltages V_{IH} and V_{IL} , line voltages V_{IH2H} and V_{IL2L} , and phase voltage V_t of the system with discontinuous PWM with the 60^0 -non-switching intervals (DPWM60, $m_H=0.9$, $m_L=0.7$)

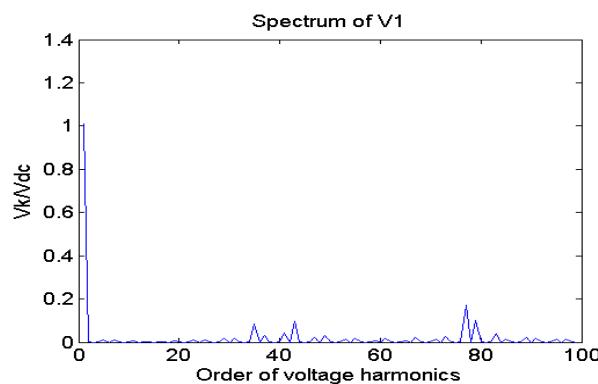


Fig. 11. Spectrum of the phase voltage V_t of the system with discontinuous PWM (DPWM60, $m_H=0.9$, $m_L=0.7$)

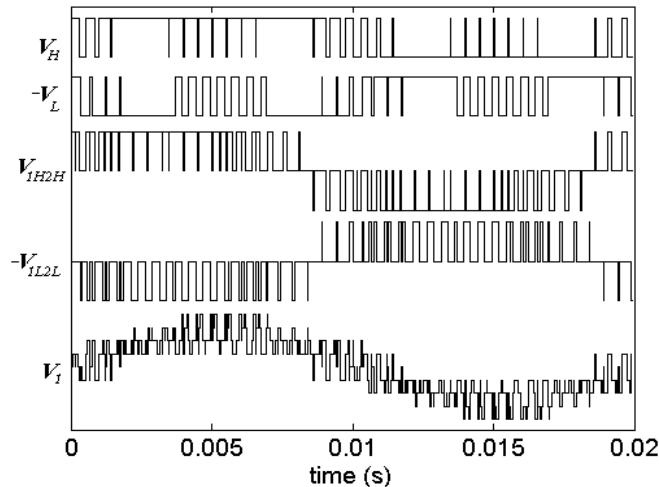


Fig. 12. Pole voltages V_{IH} and V_{IL} , line voltages V_{IH2H} and V_{IL2L} , and phase voltage V_I of the system with discontinuous PWM with the 30° -non-switching intervals (DPWM30, $m_H=0.9$, $m_L=0.45$)

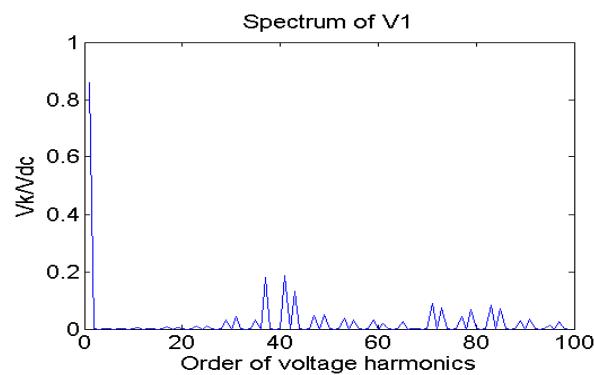


Fig. 13. Spectrum of the phase voltage V_I of the system with discontinuous PWM (DPWM30, $m_H=0.9$, $m_L=0.45$)

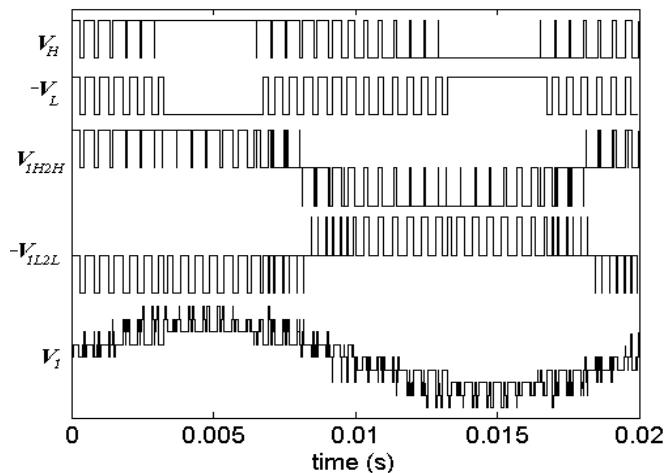


Fig. 14. Pole voltages V_{IH} and V_{IL} , line voltages V_{IH2H} and V_{IL2L} , and phase voltage V_I of the system with discontinuous PWM with the 60° -non-switching intervals (DPWM60, $m_H=0.9$, $m_L=0.45$)

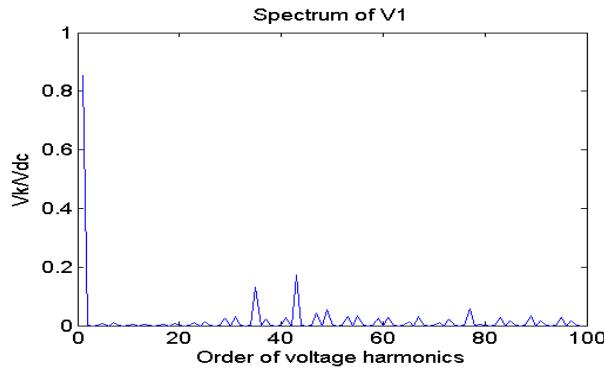


Fig. 15. Spectrum of the phase voltage V_1 of the system with discontinuous PWM (DPWM60, $m_H=0.9$, $m_L=0.45$)

D. Spectral Assessment of Phase Voltage Quality of Dual-Inverter System

Total Harmonic Distortion (*THD*) factor of voltage is one of the most suitable criteria for analysis of power quality in grid-connected photovoltaic systems. In particular, in accordance with the majority of standards for 50-Hz power systems, total voltage harmonic distortion has to be calculated up to the 40th voltage harmonic [18].

Fig. 16 presents the calculation results of Total Harmonic Distortion factor (*THD*) for the phase voltage V_1 on the primary side of three-phase transformer as a function of modulation index m_L , ($m_H=const=0.9$ in this case) of dual-inverter-based system, controlled by algorithms of two discontinuous (DPWM30 and DPWM60) schemes of synchronized modulation. The *THD* factor ($THD = (1/V_{1_1}) \sqrt{\sum_{k=2}^{40} V_{1_k}^2}$) has been calculated until the 40-th low-order (k -th) voltage harmonic. The fundamental frequency of the system is 50Hz, and the average switching frequency of each modulated inverter is equal to 1.35 kHz.

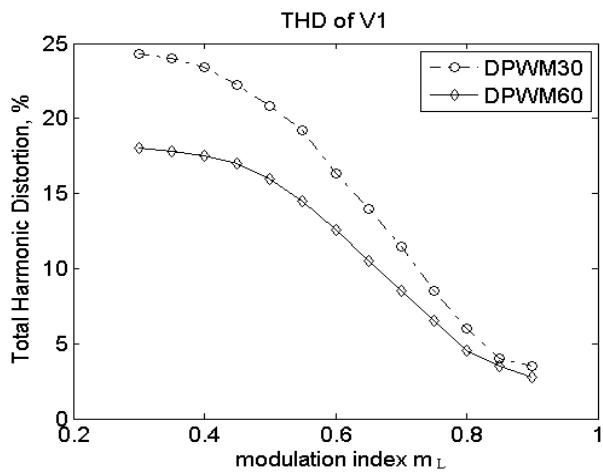


Fig. 16. *THD* factor of the phase voltage V_1 versus modulation index m_L for the systems with two discontinuous (DPWM30 and DPWM60) versions of synchronized PWM ($k=40$)

The presented calculation results show, that in the case of different values of modulation indices of dual inverters the use of discontinuous synchronized modulation with the 60°-non-switching intervals (DPWM60) allows slightly better spectral composition of phase voltage in comparison with application of discontinuous PWM with the 30°-non-

switching intervals (DPWM30). Also, due to relatively low switching frequency of dual inverters, low-order harmonics (with order less than 40) appeared in voltage spectra in these control modes (see figs. 9, 11, 13, 15), contributing to an increase of the *THD* factor in this case. So, in order to provide improved spectral characteristics of the phase voltage, it is necessary to increase switching frequency of dual inverters for these control conditions.

IV. CONCLUSION

Novel method of synchronized space-vector modulation, disseminated for control of dual-converter system on the base of two three-phase inverters, supplied by two insulated photovoltaic strings, allows both continuous phase voltage synchronization and required power distribution between two inverters by the corresponding control of the corresponding modulation indices.

The presented results of simulation of dual-inverter-based system controlled by novel algorithms of discontinuous synchronized PWM, illustrate the fact, that spectra of the phase voltages do not contain even harmonics and sub-harmonics for any operation conditions of the system. In particular, the analyzed control algorithms can also provide continuous voltage synchronization during fluctuation of the grid fundamental frequency. So, high power/high current systems on the base of dual inverters with relatively low switching frequencies are the most perspective field for application of the proposed algorithms of synchronized modulation.

Analysis of spectral composition of the phase voltage in dual-inverter system shows that for the case of non-equal modulation indices of dual inverters the use of discontinuous synchronized modulation with the 60^0 -non-switching intervals allows slightly better spectral composition of the phase voltage in comparison with application of discontinuous PWM with the 30^0 -non-switching intervals.

REFERENCES

- [1] H. Stemmler, and P. Guggenbach, "Configurations of high power voltage source inverter drives," Proc. of the European Power Electronics Conf. (EPE'93), pp. 7-12.
- [2] H. Stemmler, "High-power industrial drives," IEEE Proceedings, vol. 82, no. 8, 1994, pp. 1266-1286.
- [3] K.A. Corzine, S.D. Sudhoff, and C.A. Whitcomb, "Performance characteristics of a cascaded two-level converter", IEEE Trans. on Energy Conversion, vol. 14, no. 6, 1999, pp. 433-439.
- [4] E.G. Shivakumar, K. Gopakumar, S.K. Sinha, A. Pittet, and V.T. Ranganathan, "Space vector PWM control of dual inverter fed open-end winding induction motor drive," Proc. of the IEEE Applied Power Electronics Conf. (APEC'2001), pp. 399-405.
- [5] E.G. Shivakumar, V.T. Somasekhar, K.K. Mohapatra, K. Gopakumar, L. Umanand, and S.K. Sinha, "A multi level space phasor based PWM strategy for an open-end winding induction motor drive using two inverters with different dc-link voltages," Proc. of the IEEE Power Electronics and Drive Systems Conf. (PEDS'2001), pp. 169-175.
- [6] M.R. Baiju, K.A. Mohapatra, R.S. Kanchan, and K. Gopakumar, "A dual two-level inverter scheme with common mode voltage elimination for an induction motor drive, IEEE Trans. on Power Electronics, vol. 19, no. 6, 2004, pp. 794-805.
- [7] G. Grandi, C. Rossi, A. Lega, and D. Casadei, "Multilevel operation of a dual two-level inverter with power balancing capability," Proc. of the IEEE Conf. of Ind. Appl. Society (IAS'2006), pp. 1476-1483.

- [8] J. Holtz, "Pulsewidth modulation – a survey," IEEE Trans. on Ind. Electronics, vol. 39, no. 5, 1992, pp. 410-420.
- [9] N. Mohan, T.M. Undeland, and W.P. Robbins, Power Electronics, 3rd ed., John Wiley & Sons, 2003.
- [10] V. Oleschuk, F. Profumo, G. Griva, R. Bojoi, and A.M. Stankovic, "Analysis and comparison of basic schemes of synchronized PWM for dual inverter-fed drives," Proc. of the IEEE Int'l Symp. on Ind. Electronics (ISIE'2006), pp. 2455-2461.
- [11] V. Oleschuk, A. Sizov, F. Profumo, A. Tenconi, and A.M. Stankovic, "Multilevel dual inverter-fed drives with synchronized PWM," CD-ROM Proc. of the IEEE Power Electronics Specialists Conf. (PESC'2006), 7 p.
- [12] V. Oleschuk, R. Bojoi, G. Griva, and F. Profumo, "Dual inverter-fed traction drives with DC sources power balancing based on synchronized PWM," Proc. of the IEEE Int'l Electrical Machines and Drives Conf. (IEMDC'2007), pp. 260-265.
- [13] V. Oleschuk, F. Profumo, and A. Tenconi, "Analysis of operation of symmetrical dual three-phase converters with hybrid schemes of synchronised PWM," International Review of Electrical Engineering, vol. 2, no. 6, 2007, pp. 793-802.
- [14] G. Grandi, D. Ostojic, C. Rossi, and A. Lega, "Control strategy for a multilevel inverter in grid-connected photovoltaic applications," CD-ROM Proc. of the 2007 IEEE Aegean Conf. on Electrical Machines, Power Electronics and Electromotion, 6 p.
- [15] G. Grandi, C. Rossi, D. Ostojic, and A. Lega, "A new multilevel conversion structure for grid-connected PV applications," IEEE Trans. on Ind. Electronics, vol. 56, no. 11, 2009, pp. 4416-4426.
- [16] V. Oleschuk, G. Griva, and F. Spertino, "Dual neutral-point-clamped converters with synchronized PWM for photovoltaic installations," International Review of Electrical Engineering, vol. 5, no. 1(A), 2010, pp. 55-63.
- [17] V. Oleschuk, and F. Blaabjerg, "Direct synchronized PWM techniques with linear control functions for adjustable speed drives," Proc. of the IEEE Applied Power Electronics Conf. (APEC'2002), pp. 76-82.
- [18] M. Aiello, A. Cataliotti, S. Favuzza, and G. Graditi, "Theoretical and experimental comparison of total harmonic distortion factors for the evaluation of harmonic and interharmonic pollution of grid-connected photovoltaic systems," IEEE Trans. on Power Delivery, vol. 21, no. 3, 2006, pp. 1390-1397.

Valentin Oleschuk (oleschukv@hotmail.com), Dr.Sc., is Chief Scientist of the Power Engineering Institute of the Academy of Sciences of Moldova. He is author and co-author of two books and more than 230 publications in the area of power electronics and electric drives, including 70 IEEE publications. He is also the author of 89 patents and authors certificates in this field. His research interests include control and modulation strategies for power converters, electric drives and renewable energy systems.

Alexandr Sizov (alexandsizov@yahoo.com) is Scientific Collaborator of the Power Engineering Institute of the Academy of Sciences of Moldova. He is author and co-author of more than 60 publications and 10 patents and authors certificates. His research interests include elaboration, modelling and simulation of control algorithms and control systems for power electronic converters, electric drives and renewable energy systems.

МОДЕЛЬ МНОГОУРОВНЕВОГО КАСКАДНОГО ИНВЕРТОРА ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И МОЩНОСТИ ИСКАЖЕНИЙ В СЕТЯХ С ВЫПРЯМИТЕЛЬНОЙ НАГРУЗКОЙ

Лоскутов А.Б., Алтунин Б.Ю., Карнавский И.А.
Нижегородский государственный технический университет
им. Р. Е. Алексеева, Нижний Новгород

Аннотация. В данной статье представлены тенденции развития и исследования в области повышения качества электроэнергии и электромагнитной совместимости нагрузки средней и большой мощности с выпрямительным характером. Разработана имитационная модель установки компенсатора. Приведены результаты моделирования компенсатора неактивной мощности на базе многоуровневого каскадного инвертора.
Ключевые слова: корректор коэффициента мощности, СТАТКОМ, многозонная ШИМ, реактивная мощность, мощность искажений, активный фильтр.

MODELUL INVERTORULUI DE TIP CASCAD CU MULTE NIVELURILE PENTRU COMPENSAREA PUTERII REACTIVE A DISTORSIUNILOR ÎN REȚELELE CU SARCINĂ CU CARACTER DE REDRESOR
Loscutov A.B., Altunin B.Iu, Carnavschii I.A.
Universitatea Tehnică de Stat din Nijnii Novgorod
R.E. Alecseev, Nijnii Novgorod

Rezumat. În articol sunt prezentate tendințele dezvoltării și cercetării în domeniul majorării calității energiei electrice și compatibilității electromagnetice a sarcinei de putere medie și mare cu caracter redresor. Este elaborat modelul imitațional a compensatorului. Sunt prezentate rezultatele modelării a compensatorului puterii neactive pe bază invertorului tip cascad cu multe nivale.

Cuvinte-cheie: corector coeficientului de putere, STATCOM, modulație prin impulsuri cu durată variabilă cu multe zone, puterea reactivă, putere de distorsiuni, filtru activ.

MULTIMODE CASCADE INVERTER MODEL DESIGNED FOR REACTIVE POWER COMPENSATION AND DISTORTION POWER IN GRIDS WITH RECTIFIER LOAD NATURE
Loscutov A.B., Altunin B.Iu., Karnavsky I.A.
Nizhniy Novgorod State Technical University R.E. Alexeev

Abstract. This article presents trends of development and research in the region of increase of the electric energy quality and electromagnetic compatibility of middle big power load with rectifier type. It is developed the simulation model of compensator unit. There are presented results of simulation of the inactive power compensator which is based on the multimode cascade inverter.

Keywords: power coefficient corrector, STATCOM, multimode PWM, reactive power, distortion power, active filter.

Введение. Полупроводниковые выпрямительные агрегаты средней и большой мощности, разработанные преимущественно на однооперационных тиристорах, получили широкое применение в промышленных сетях ввиду их неоспоримых преимуществ по сравнению с электромашинными системами по технико-экономическим и эксплуатационным показателям. Наиболее распространенные в указанном диапазоне мощностей: электролизные установки алюминия, цветных металлов и химических продуктов, дуговые и индукционные печи, регулируемые электропривода постоянного и переменного тока в металлургии. Их эксплуатация вызывает значительные искажения в сети, выходящие из норм ГОСТ 13109-97. Зачастую улучшения качества потребляемой электроэнергии нельзя добиться изменением алгоритма работы устройства или замены силовых элементов.

Для устранения проблемы нормирования параметров качества потребляемой

электроэнергии используются компенсаторы реактивной мощности, компенсаторы мощности искажений, статические тиристорные компенсаторы (СТК) и фильтрокомпенсирующие устройства (ФКУ) [1,2]. Для крупнотоннажных дуговых печей с резкопеременной нагрузкой на основании опыта эксплуатации ФКУ на металлургических предприятиях рекомендуется применение индивидуальных ФКУ косвенной компенсации, состоящих из управляемого тиристорами реактора, широкополосного С-фильтра, узкополосных фильтров, настроенных на подавление заданных высших гармоник.

Пассивные настроенные фильтры могут вызвать резонансные явления в системе, которые, в свою очередь, могут привести к дополнительным искажениям синусоидальности тока и напряжения. Наличие резисторов и большого количества пассивных элементов увеличивает потери в ФКУ и в системе электропитания в целом.

Перспективным направлением исследований и промышленного освоения являются быстродействующие, многофункциональные компенсаторы неактивной мощности, построенные на базе модулей IGBT (СТАТКОМ). Научно-технический центр корпорации Westinghouse Electric с участием института EPRI и энергокомпании TVA разработал и создал экспериментально-промышленную установку СТАТКОМ, которая включена в эксплуатацию на подстанции Sullivan в Tennessee Valley Authority (TVA).

СТАТКОМ содержит восемь параллельных преобразователей мощностью 12,5 Мвар каждый, образующих 48-пульсную схему, что позволяет получать практически синусоидальную форму трехфазного напряжения компенсатора. Общая мощность компенсатора ± 100 Мвар, диапазон регулирования 200 Мвар. Исследования и разработки в этой области ведутся в ОАО "НИИПТ"(Санкт-Петербург), ОАО "Силовые машины", филиал "Электросила" (Санкт-Петербург), ОАО "ВНИИЭ"(Москва), ВНИИР (Чебоксары), МЭИ, НГТУ (Новосибирск), ЗАО "Электротекс" и др.

Для промышленных сетей с напряжением до 10 кВ с несинусоидальной выпрямительной нагрузкой целесообразно исследования и разработки СТАТКОМ выполнять на базе многоуровневых каскадных инверторов [3,4,5]. В разрабатываемом многоуровневом каскадном инверторе в каждой фазе соединены последовательно три низковольтных инвертора, которые образуют высоковольтный инвертор, подключенный к питающей сети (рис.1). Каждый инвертор работает в режиме зонной ШИМ и выполняет стабилизацию заданного напряжения на своей конденсаторной батарее.

Использование такого типа преобразователей в компенсаторах неактивной мощности СТАТКОМ имеет ряд преимуществ:

- больший диапазон использования по напряжению, складывающийся из допустимых напряжений отдельных уровней;
- минимальные массогабаритные показатели за счет исключения питающего силового трансформатора;
- лучший гармонический состав выходного напряжения из-за приближения его к синусоидальной форме.

На основе принципиальной схемы построения каскадного многоуровневого инвертора получены основные математические зависимости токов и напряжений в системе *компенсатор – сеть – потребитель* [6]. Математический анализ исследуемой схемы проводился в синхронной системе dq-координат, ориентированной по вектору напряжения питающей сети.

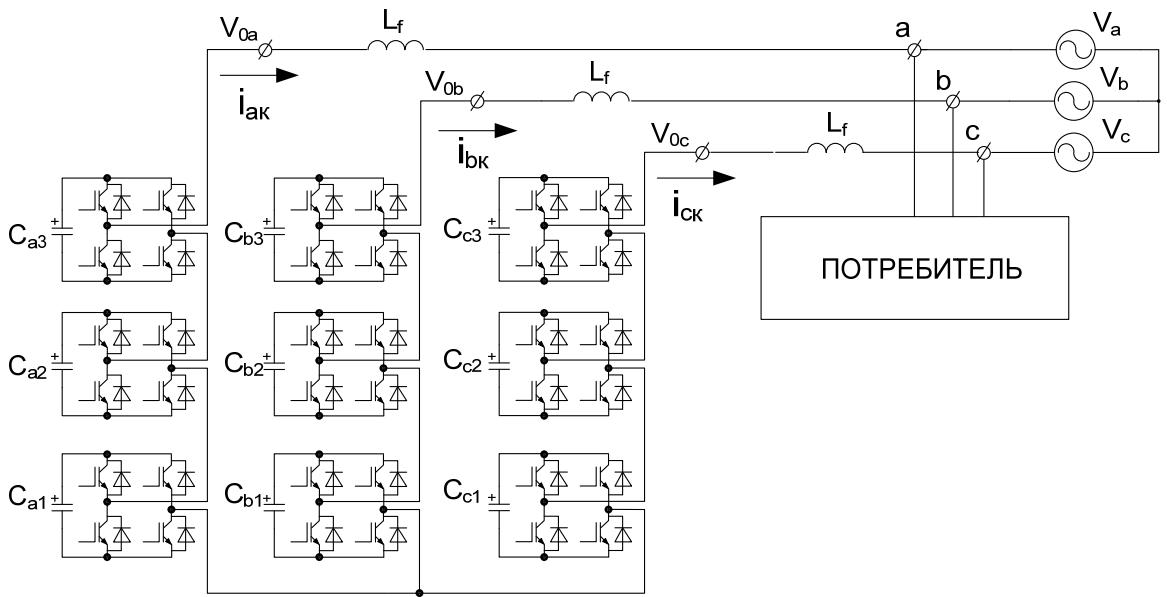


Рис. 1. Четырехуровневый компенсатор реактивной мощности и мощности искажений

Было получено описание компенсатора для усредненной (1) – (2), и малосигнальной (3) – (4), математических моделей:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{3E}{\omega L_s} \begin{bmatrix} m_d \\ m_q \\ m_0 \end{bmatrix} - \frac{1}{\omega L_s} \begin{bmatrix} V_d \\ V_q \\ V_0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_s / \omega \cdot L_s & -\omega & 0 \\ \omega & R_s / \omega \cdot L_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s / \omega \cdot L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix}, \quad (1)$$

$$\frac{dE_j}{dt} = -\frac{3E_j}{R_s C} - \frac{1}{3C} [m_{dj} \ m_{qj} \ m_{0j}] \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix}, \quad (2)$$

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{3E}{\omega L_s} \begin{bmatrix} m_d \\ m_q \\ m_0 \end{bmatrix} + \frac{3 \cdot e}{\omega L_s} \begin{bmatrix} M_d \\ M_q \\ M_0 \end{bmatrix} - \frac{1}{\omega L_s} \begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} R_s / \omega L_s & -\omega & 0 \\ \omega & R_s / \omega L_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s / \omega L_s \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix}, \quad (3)$$

$$\frac{de_j}{dt} = -\frac{3e_j}{R_s C} - \frac{1}{3C} [I_d \ I_q \ I_0] \begin{bmatrix} m_{dj} \\ m_{qj} \\ m_{0j} \end{bmatrix} - \frac{1}{C} [M_{dj} \ M_{qj} \ M_{0j}] \begin{bmatrix} m_d \\ m_q \\ m_0 \end{bmatrix}, \quad (4)$$

где: m , i , e , v – отклонения скважности ШИМ, тока компенсатора, напряжения на конденсаторах и сети от точек покоя M , I , E и V соответственно; R_s и L_s – активное сопротивление и индуктивность фазных реакторов; C – емкость конденсаторов; ω – частота сети.

Используя математическое описание каскадного многоуровневого ККМ можно найти передаточные характеристики основных параметров устройства. Провести анализ устойчивости функционирования системы управления и рассчитать параметры регулировочных звеньев можно по передаточным функциям (5)–(7). [5]

$$W_{idd} = W_{iqq} = \frac{NE(R_s + pL_s)}{L_s^2 p^2 + 2L_s R_s p + (R_s^2 + \omega^2 L_s^2)}, \quad (5)$$

$$W_{iqd} = \frac{-NE\omega L_s}{L_s^2 p^2 + 2L_s R_s p + (R_s^2 + \omega^2 L_s^2)}, \quad (6)$$

$$W_{Eidj} = -\left(\frac{Y_{dj}L_s p + Y_{qj}L_s \omega + Y_{dj}R_s}{3p^2 CL_s + 3pCR_s + Y_{dj}Y_{qj}N} \right), \quad (7)$$

где: N – число инверторов в фазе; E – напряжение на конденсаторах; R_s и L_s – активное сопротивление и индуктивность фазного реактора; ω – частота сети; C – емкость конденсатора; Y_j – коэффициент заполнения ШИМ.

По полученным передаточным функциям системы управления исследована устойчивость и работоспособность компенсатора. Для более детального и подробного изучения алгоритмов работы, способов компенсации, временных и интегральных характеристик разработана математическая и имитационная модель многоуровневого инвертора в прикладной программе Matlab/Simulink [7].

В качестве модели источника сетевого напряжения и силовых модулей используются стандартные библиотечные блоки, корректно описывающие поведение реальных моделируемых узлов. Для задания параметров сетевого источника тока и ключевых элементов использованы *Three-phase source* и *Three-level bridge* соответственно из библиотеки *SimPowerSystems*. Источник переменного трехфазного напряжения учитывает индуктивное и активное сопротивление генератора (блок *Source*). В качестве нагрузки был взят управляемый мостовой выпрямитель (блок *Zn* на рис. 2). S_a_i, S_b_i, S_c_i – мостовые инверторы, блоки *Control*, *Faza a*, *Faza b* и *Faza c* – блоки вычисления.

В качестве нагрузки взята дуговая печь постоянного тока ДППТУ-12. На имитационной модели проведены исследования работы компенсатора в полном диапазоне регулирования угла управления регулируемого выпрямителя ДППТУ-12. На рис. 3 представлены графические зависимости высших гармонических составляющих сетевого тока без использования и с использованием компенсатора при работе ДППТУ-12. Для сравнения на графиках добавлены теоретически полученные зависимости.

Результаты моделирования показали, что при использовании компенсатора сдвиг основной гармоники в сетевом токе практически равен нулю (рис. 4 а). Уменьшение угла сдвига и высших гармоник приводит к увеличению коэффициента мощности до величины 0,97 (рис. 4 б) и улучшению электромагнитной совместимости печи ДППТУ-12 с сетью.

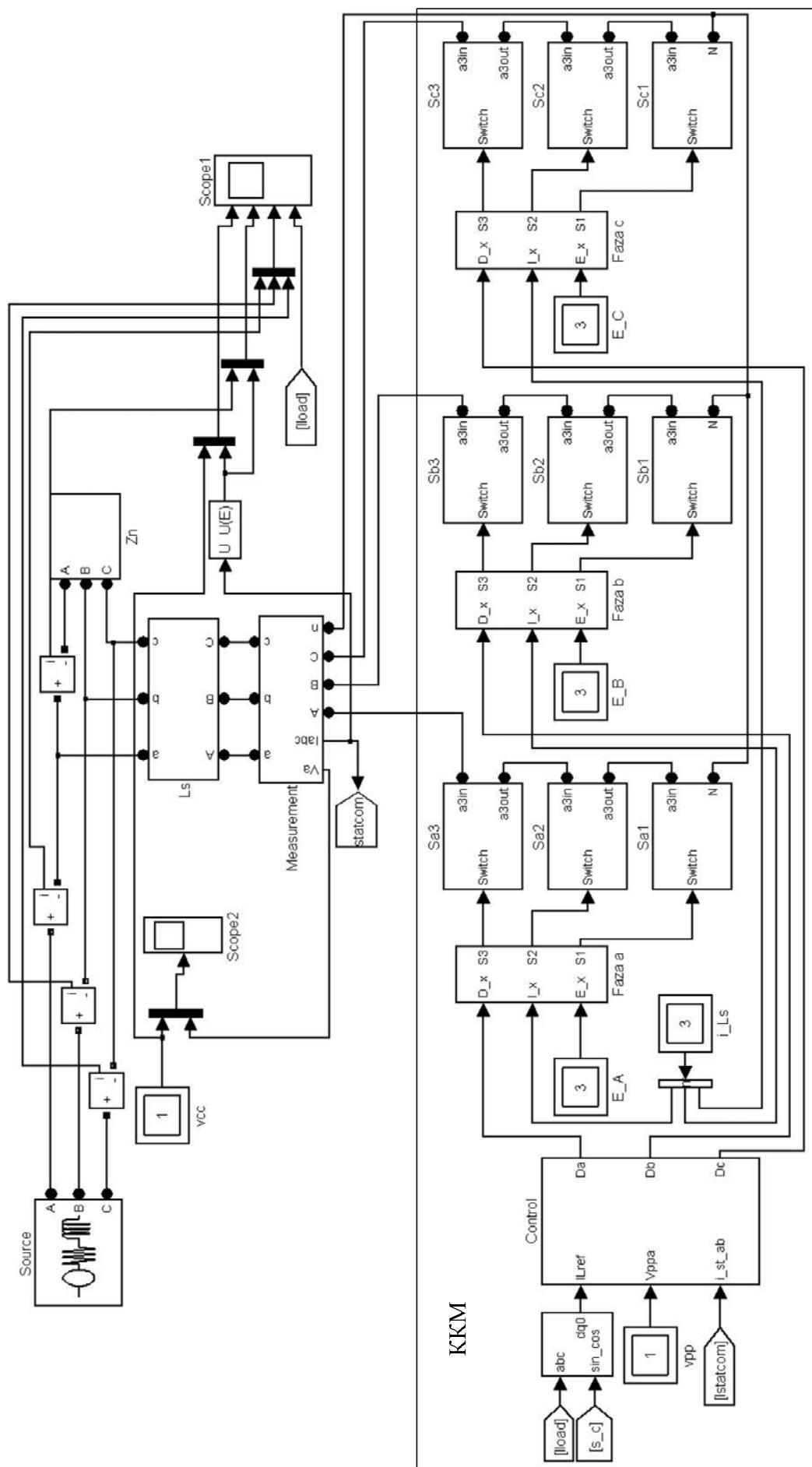


Рис. 2. Имитационная модель четырехуровневого корректора коэффициента мощности

IDENTIFICAREA SOLUȚIILOR DE ACOPERIRE A CERERII DE ENERGIE DIN SURSELE REGENERABILE

Ion Comendant, icomendant@gmail.com, Institutul de Energetică al AŞM

Rezumat: Dezvoltarea surselor de energie regenerabilă în condițiile cadrului legal existent al țării poate provoca creșteri însemnante a tarifului la energia electrică, insuportabile capacitații de plată a consumatorilor. Acest fapt urmează a fi luat în considerație la stabilirea obiectivelor de antrenare a surselor regenerabile în balanța energetică. În baza modelelor de calcul elaborate, în articol este determinat nivelul maxim al energiei provenită din sursele eoliene și pe biomasă admis a fi antrenat anual la acoperirea sarcinii electrice a țării.

Cuvinte cheie: surse regenerabile, eoliană, surse pe biomasă, putere limită anuală, capacitatea de plată.

THE IDENTIFICATION OF SOLUTIONS TO COVER ENERGY DEMAND FROM RENEWABLES

Ion Comendant, icomendant@gmail.com, Institute of Power Engineering of ASM

Abstract: Renewable energy sources development in the conditions of existing country legal framework may provoke a significant electricity tariff increasing, out of consumer's capacity to pay for the power consumed. This aspect should be taken into consideration at the stage of aiming the goal of involving the renewable sources in the energy balance. Based on the elaborated models, for wind farms and the sources on biomass the maximum allowed level of electricity generated is determined to satisfy country annual load curve.

Keywords: renewable energy sources, wind farm, sources on biomass, limited load demand, capacity to pay.

ВЫЯВЛЕНИЕ РЕШЕНИЙ ПО УДОВЛЕТВОРЕНИЮ СПРОСА НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ ОТ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

Ион Коменданти, icomendant@gmail.com, Институт Энергетики АНМ

Аннотация: Развитие возобновляемых источников энергии в условиях существующего законодательства страны может привести к существенному росту тарифа на электроэнергию, несоизмеримого с платежеспособностью потребителей. Это обстоятельство следует принять во внимание при установлении целей вовлечения в энергобаланс возобновляемых источников энергии. Пользуясь разработанными расчетными моделями, в статье выявлены предельно допустимые значения величин энергий, вырабатываемых на ветровых и основанных на биомассе электростанциях, для покрытия годовой потребности в электроэнергии страны.

Ключевые слова: возобновляемые источники энергии, ветровые электростанции, предельные мощности в году, платежеспособность.

Lista abrevierilor des utilizate în text

DAF	- Delivered at Frontier, adică hotarul la care se achiziționează energia
GTZ	- Biroul de Cooperare Tehnică al Germaniei
IPCM	- Indicele Prețului de Consum în Moldova
MGRES	- Centrala Termolectrică Moldovenească
WACC	- Waited Evarage Cost of Capital, adică, Costul de Capital Mediu Ponderat sau rata de rentabilitate asupra investițiilor efectuate
X	- creșterea tarifului aplicat consumatorilor finali în urma participării în balanța energetică a energiei electrice produse de sursele regenerabile
γ	- ponderea energiei electrice produse de sursele eoliene din totalul de energie, produsă de sursele regenerabile
Geo	- prețul energiei produse la sursele eoliene de energie
Gbi	- prețul energiei produse de sursele pe biomasă
a	- ponderea surselor regenerabile în total energie intrată la DAF către 2020 (sau alt an), %
b	- creșterea anuala a cursului de schimb valutar, lei/\$
g	- creșterea anuală a prețului la gaz, %
p	- prețul energiei surselor regenerabile

Introducere

Antrenarea surselor regenerabile de energie în balanța energetică a devenit o prioritate practic pentru toate țările lumii, inclusiv și pentru Republica Moldova. Prin implementarea de atare surse se urmărește atingerea a două obiective de bază: diminuarea emisiilor de gaze cu efect de seră de pe urma substituirii arderii combustibilului fosil – pe de o parte, pe de alta – diminuarea dependenței de importul de resurse energetice cu urmări benefice nivelului de securitate energetică.

Republica Moldova a întreprins pași hotărâți în această direcție, în ultimii ani creând cadrul legal necesar pentru ca investițiile în sectorul dat să cunoască progresele dorite. Astfel, a fost aprobată Legea energiei regenerabile [1], Metodologia determinării, aprobării și aplicării tarifelor la energia electrică produsă din surse regenerabile de energie și biocombustibil [2], Regulamentul privind garanțiile de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie [7], etc. Drept urmare s-a intensificat interesul firmelor locale și străine spre construcția de instalații orientate spre valorificarea energiei regenerabile.

Astfel, firma moldo-americană ICS "Glorin BioPower" SRL a pornit în 2009 construcția unei centrale electrice în Ciadâr-Lunga de o capacitate 1 MW care va utiliza în calitate de combustibil deșeurile agricole din regiune.

În 2010 primăria Chișinău a demarat procesul de construcție a uzinei de prelucrare și ardere a deșeurilor solide din municipiu, cu producerea de energie electrică. Firma italiană "Engineering Consulting" a finisat proiectările obiectului în apropierea stației de epurare a apelor reziduale din lunca râului Bâc. Proiectul va costa cca. 200 miln. Euro [8].

În comuna Melenești, raionul Călărași, a fost pus în funcțiune în luna aprilie 2010 un sistem modern, care transformă energia solară în energie electrică [9]. Sistemul a fost instalat în cadrul proiectului Biroului de Cooperare Tehnică al Germaniei (GTZ) în scopul susținerii fermierilor moldoveni. Sistemul are o capacitate de 2,4 kW. Instalația costă 14 mii euro. Proiectul GTZ "modernizarea sectorului agricol al Moldovei" a fost lansat în martie 2010 și va fi implementat până în noiembrie 2012. În cadrul proiectului, GTZ va achita jumătate din costul heliosistemelor, care se planifică să fie instalate în raioanele Călărași, Ungheni și Ștefan Vodă.

Guvernul Moldovei a aprobat propunerea companiei "Gherion", care este un rezident al parcoului științifico-tehnic "Academica", de a construi o rețea de fabrici de prelucrare a deșeurilor menajere și industriale după tehnologii moderne. Pentru început va fi soluționată problema gunoiului din Chișinău prin construcția în apropierea orașelor Stăuceni, Sîngera și Ialoveni trei fabrici cu o capacitate totală de prelucrare de peste 600 t de gunoi pe zi, iar ulterior vor fi construite alte 8-9 întreprinderi în diferite regiuni ale țării. "Gherion" a construit deja o asemenea fabrică în apropierea orașului Căușeni. Fabrica are o linie cu o capacitate de a prelucra zilnic până la 200 t de deșeuri, este ecologică, iar din materia primă obținută produce materiale de construcții, articole compozite, în special blocuri, material pentru acoperiș, parchet precum și alte obiecte. S-a calculat că pentru deschiderea unei întreprinderi cu o linie de prelucrare compania va cheltui circa 10 mil. euro, investiții pe care le va recupera în mai puțin de șapte ani din producerea materiei prime [10].

În premieră, în Moldova va fi realizat un proiect de utilizare a deșeurilor de la producerea zahărului în scopuri energetice, care se prevede să fie implementat la fabrica de zahăr din Drochia, de către "Sudzucker Moldova" SA. Această stație va avea capacitatea anuală de producere a peste 10 milioane metri cubi de biogaz cu un conținut de cca. 70 la sută metan. Metanul respectiv va fi utilizat în procesul tehnologic al fabricii de zahăr din Drochia și va permite reducerea consumului de gaze naturale la aceasta întreprindere cu circa 50 la sută din consumul anual actual. Tehnologia respectiva de utilizare a deșeurilor este implementată în prezent în Ungaria. Anual, fabrica de zahăr din Drochia prelucrează circa 300 mii tone de sfeclă de zahăr. În urma procesului tehnologic, se obțin circa 80 mii tone de borhot

deshidratat. Aceasta cantitate de borhot nu este solicitată pe piață și, în consecință, se acumulează la fabrică în forma de deșeuri care, la rândul lor, au un efect negativ pentru mediul ambiant. Costul proiectului este de 10 milioane de euro, cheltuieli ce vor fi suportate de companie. Perioada de recuperare a investițiilor este de 8 ani [11].

În luna septembrie 2008, la poligonul reziduurilor menajere din satul Tânțăreni, raionul Anenii Noi, a fost dată în exploatare o instalație de obținere a gazelor biologice și de producere a energiei electrice. Stația a fost construită în cadrul proiectului "Mecanismul dezvoltării non-poluante", care prevede captarea din reziduurile menajere din gunoiștea de la Tânțăreni a biogazelor cu un înalt conținut de metan și folosirea ulterioară a lor pentru producerea energiei electrice. Anual, instalația va dobândi cca. 150 mln. de metri cubi de gaze, iar capacitatea de obținere a energiei electrice va constitui 2 MWh. Costul proiectului este de 2,2 mln. de euro. Acesta este realizat la inițiativa Guvernului Moldovei în cooperare cu "Biogas Inter" - compania moldo-italiană, câștigătoare a tenderului pentru implementarea proiectului.

Este pe cale de finalizare a proiectului de construcție a unei instalații fotovoltaice 200kW la spitalul oncologic din mun. Chișinău, finanțat de Guvernul Japoniei, ca contribuție în formă de grant.

Sunt mai multe încercări a investitorilor străini de a valorifica și energia eoliană. Până în prezent, însă, nu a fost încă înregistrată o centrală electrică industrială de acest tip. Sunt doar proiecte. Astfel Compania "Leo Grand" SRL (Turcia) planifică construirea unei stații de producere a energiei eoliene la sudul republicii [13].

În vederea stimulării ulterioare a investițiilor în sursele regenerabile au fost elaborate și publicate mai multe acte normative corespunzătoare. Astfel, conform Metodologiei tarifare respective [2], rata de rentabilitate aplicată asupra investiției în sursa regenerabilă se calculează prin înmulțirea ratei de rentabilitate aplicată în sectorul distribuției energiei electrice la un coeficient stimulator, K_t - coeficientul de multiplicare aplicat pentru producerea energiei regenerabile și biocombustibilului în anul „ t ”. Acest coeficient de multiplicare se stabilește în modul următor:

- pentru primii cinci ani de activitate (anii 1-5) va fi egal cu 1,5;
- pentru următorii cinci ani de activitate (anii 6-10) va fi egal cu 1,3;
- pentru a treia perioadă de cinci ani (anii 11-15) va fi egal cu 1,1.

Prin atare politică, prețul la energia regenerabilă, evident, crește semnificativ, iar luând în considerație investițiile specifice destul de însemnate în sursele regenerabile, prețul energiei devine mult mai mare, decât la energia produsă din sursele de energie tradițională. Pornind de la aceasta, apare o întrebare evidentă: în ce măsură aceste surse ar putea influența tariful la energia electrică livrată consumatorilor finali în condițiile de plată redusă a acestora din urmă și care ar fi limita implementării unor atare surse pentru condițiile Republicii Moldova? Atare întrebare este justificată nu numai pentru condițiile de azi, ci și cele așteptate pe viitor, pentru care sunt stabilite deja capacități de generare concrete, conform Strategiei energetice a țării [5]. Articolul de față este chemat să răspunsuri la aceste întrebări.

1. Determinarea limitei anuale a energiei regenerabile reglementate

1.1. Descrierea problemei

Actele normative, în vigoare la data de 01.01.2010 [1,2], asigură interesul investitorilor în implementarea surselor regenerabile de energie, fără careva limitări la prețul și cantitatea

energiei electrice produse de acestea. Unica excepție în acest sens o constituie clauza din Metodologia susmenționată [2], prin care „14. La aprobatarea tarifelor ANRE va ține cont de prețurile la produsele similare de pe piața internațională, și este în drept, în baza calculelor efectuate în conformitate cu prezenta Metodologie, să aprobe tarife medii la producere a energiei electrice regenerabile și biocombustibilului pentru o perioadă de lungă durată.” Chiar luând în considerație această clauză, prețul energiei produse de aceste surse este mult superior celui, cu care în Republica Moldova se achiziționează energia de la sursele tradiționale. În atare circumstanțe, permiterea generării nelimitate a energiei electrice de la sursele regenerabile ar putea duce la creșterea însemnată a tarifului la energia electrică livrată consumatorilor finali cu impacturi negative economiei țării, iar în condițiile capacitatii slabe de plată a consumatorilor casnici, vădite în prezent – la imposibilitatea onorării obligațiilor de plată a energiei electrice consumat[de aceștia. Calculele au demonstrat că dacă s-ar accepta construcția parcului de centrale eoliene cu puterea totală de cca. 200 MW, sau centralei electrice pe arderea deșeurilor municipiului Chișinău, proiecte aflate la moment în proces de examinare, fiecare dintre acestea ar fi adus la creșterea tarifului către consumatorii finali cu cca. 40-50%, iar punerea simultană a acestor în aplicare provoacă aproape dublarea tarifului în cauză. Din acest motiv se cere a fi întreprinse măsuri spre neadmiterea unei atare situații.

1.2. Formularea problemei

Modificarea cadrului regulatoriu privind atragerea surselor regenerabile în balanța energetică a republicii, necesară pentru evitarea impactelor negative asupra capacitatii de plată a consumatorilor, se vede a fi efectuată în două direcții:

- a) stabilirea limitei de preț maxim pentru energia produsă la sursele regenerabile;
- b) limitarea energiei produse anual de sursele regenerabile de energie.

În continuare ne vom consacra p. b), în special determinării volumului de energie a surselor regenerabile, admis a fi eliberat în rețeaua națională și consumată de consumatorii țării. Dat fiind faptul că sursele regenerabile cu cele mai mari perspective pentru Moldova sunt cele eoliene, precum și bazate pe biomasă, iar timpul utilizării puterii maxime pentru sursele eoliene (Tme) este prestabilit și egal cu 2663 ore [3], iar cel al centralelor electrice pe biomasă (Tmb) nu poate fi acceptat mai mic de 7000 ore (din cauza investițiilor specifice foarte mari), ceia ce corespunde Factorului de încărcare, egal cu 80% [4], determinarea volumului de energie se reduce la determinarea puterii electrice reglementate a sursei regenerabile menționate. Aceasta pentru că energia generată se calculează ca produsul dintre puterea centralei și timpul utilizării acestei puteri.

Așadar, scopul final al acestui capitol este determinarea puterii reglementate a surselor regenerabile (eoliene și bazate pe biomasă) admise a fi puse în funcțiune anual, puterea în cauză fiind corespunzătoare capacitatii de plată a consumatorilor de energie electrică. Capacitatea de plată este modelată în continuare prin procentul admisibil de majorare a tarifului la energia electrică, calculat fără punerea în funcțiune a puterii surselor regenerabile susmenționate. Procentul în cauză urmează a fi prestabilit de autoritățile țării, în lucrare fiind examineate mai multe valori ale acestuia.

Rezolvarea problemei

Fie X – creșterea tarifului aplicat consumatorilor finali în urma participării în balanța energetică a energiei electrice produse de sursele regenerabile

$$X = \frac{T_{reg} - T_{fr}}{T_{fr}}, \quad (1)$$

unde:

Treg – tariful la energia electrică, calculat cu participarea tuturor surselor regenerabile de energie pe parcursul întregului an;

Tfr - tariful la energia electrică calculat în lipsa surselor regenerabile.

Vom însemna prin

γ – ponderea energiei electrice produse de sursele eoliene din totalul de energie, produsă de sursele regenerabile:

$$\gamma = \frac{Aeo}{Aeo + Abi}, \quad (2)$$

unde:

Aeo – energia total livrată în rețea de către sursele eoliene de energie;

Abi - energia total livrată în rețea de către sursele pe biomasă;

Geo – prețul energiei produse la sursele eoliene de energie;

Gbi - prețul energiei produse de sursele pe biomasă;

G_E - prețul energiei achiziționate de la cea mai ieftină sură bazată pe combustibil fosil;

$G_{\Delta e}$ – diferența dintre prețul energiei produse la sursele eoliene de energie și prețul energiei achiziționate de la cea mai ieftină sursă de energie pe combustibil fosil.

$$G_{\Delta e} = Geo - G_E,$$

$G_{\Delta b}$ – diferența dintre prețul energiei produse de sursele pe biomasă și prețul energiei achiziționate de la cea mai ieftină sursă de energie pe combustibil fosil;

$$G_{\Delta b} = Gbi - G_E.$$

Aplicând formulele de mai sus împreună cu parametrii desemnați și efectuând transformările respective obținem puterea admisibilă de racordare la rețea a surselor eoliene Peo și a surselor pe biomasă în anul concret:

$$Peo = \frac{X * C * \gamma}{Tme(G\Delta e * \gamma + G\Delta b(1 - \gamma))}, \quad (3)$$

$$Pbi = \frac{X * C * (1 - \gamma)}{Tmb(G\Delta e * \gamma + G\Delta b(1 - \gamma))} \quad (4)$$

Unde,

C – costurile totale, inclusiv devierile financiare, participante la calcularea tarifului pentru energia electrică în lipsa surselor regenerabile (Tfr).

După cum se observă din formule, Peo și Pbi sunt funcții liniare față de X și ne liniare față de γ .

1.3. Calcularea puterilor reglementate admisibile a surselor regenerabile pentru anul concret

În baza datelor inițiale reflectate în tab. 1.3-1 și tab. 1.3-2 au fost calculate prețurile de livrare în rețea a energiei electrice produse de parcul de centrale eoliene, precum și la cele pe

biomasă. De menționat că în calitate de biomasă sunt utilizate rămășițele recoltelor agricole, care se disting printr-o putere calorifică destul de mare. În condițiile în care se va utiliza deșeurile urbane prețul energiei produsă de centralele respective va fi de cca. 2 ori mai mare, decât la cele bazate pe biomasa agricolă, conform calculelor efectuate.

Prețurile energiei electrice produse de sursele regenerabile au fost determinate cu aplicarea Metodologiei tarifare respective [2]. Rezultatele sunt reflectate în tab. 1.3-3 și tab. 1.3-4.

Prețul energiei obținută la sursele eoliene descrește de la 2,85 lei/kWh în 2011 până la 0,89 lei/kWh în anul 2025. Prețul mediu, adică prețul egal pentru toți anii de studiu (15 ani, conform Metodologiei tarifare /2/) și care asigură atingerea uneia și aceiași valori a costurilor totale actualizate corespunde mărimii de 2,1 lei/kWh (preț actualizat).

Tab. 1.3-1. Datele inițiale utilizate la calcularea prețului energiei electrice produse de centralele eoliene

Indicatori	Simbol	U.m.	Anul 2010
Puterea centralei la barele de livrare în rețea	P	MW	204
Factorul de încărcare	Lf	%	30,4
Costurile de întreținere și exploatare totală	CD	mii \$SUA	4080
		mii lei	50184
Costurile specifice de întreținere și exploatare	cd	\$/kW/an	20
Indicele Prețului de Consum pentru Moldova	IPCM	%/an	5
Costul de Capital Mediu Ponderat	WACC	%/an	15
Factorul de stimulare a investițiilor	K	u.r.	1,5/5ani; 1,3/5ani; 1,1/5ani
Creșterea cursului de schimb 0,1lei/\$/an		lei/\$/an	12,3
Cursul de schimb		Euro/\$SUA	1,45
Puterea unui grup		MW	2
Numărul de grupuri			102
Prețul de livrare a instalațiilor eoliene	SDP	Euro/kW	1118
Costul transportului, asamblării, pornirii etc.		% pe SDP	7,5
		mii Euro	17105
Lucrările de proiectare și construcție		% din costul total al construcției	15%
		mii Euro	43267
Total investiții în Proiect		mii Euro	288444
		Mii \$SUA	418244
		mii lei	5144399
Perioada de viață a instalației eoliene		ani	15
Prețul reducerii de emisii CO ₂		\$/tonă	10
Numărul de angajați		persoane	203
Dobânda bancară		%	10

Respectiv, prețul energiei obținut la sursele pe biomasă agricolă descrește de la 3,1 lei/kWh în 2011 până la 1,66 lei/kWh în anul 2025. Iar prețul mediu, adică prețul egal pentru toți anii de studie (15 ani, conform Metodologiei tarifare [2]) și care asigură atingerea uneia și aceiași valori a costurilor total actualizate corespunde mărimii de 2,5 lei/kWh (preț actualizat).

Tabelul 1.3-2. Datele inițiale utilizate la calcularea prețului energiei electrice produse de centralele pe biomasă agricolă

Indicatori	Symbol	U.m.	Anul 2010
Puterea centralei la barele de livrare în rețea	P	MW	1
Factorul de încărcare	Lf	%	82
Randamentul centralei electrice	ρ	%	20
Puterea calorifică a biomasei utilizate	Eft	kCal/kg	4000
Costul biomasei	Cf	lei/tonă	268
Costurile de întreținere și exploatare totală	CD	th US\$	249
		th lei	3069
Costurile specifice de întreținere și exploatare	cd	\$/kW/an	249,48
Indicele Prețului de Consum pentru Moldova	CPIM	%/an	5
Costul de Capital Mediu Ponderat	WACC	%/an	15
Factorul de stimulare a investițiilor	K	u.r.	1,5/5ani; 1,3/5ani; 1,1/5ani
Creșterea cursului de schimb 0,1lei/\$/an		lei/\$/an	12,3
Cursul de schimb		Euro/\$SUA	1,45
Puterea unui grup		MW	1
Numărul de grupuri			1
Prețul de livrare a instalației pe biomasă	SDP	Euro/kW	3305
		mii Euro	3305
Total investiții în Proiect		mii \$SUA	4793
		mii lei	58952
Perioada de viață a instalației bio			15
Numărul de angajați		persoane	25
Dobânda bancară		%	10

În baza prețurilor actualizate menționate, au fost determinate valorile Peo și Pbi aferente spațiului deservit de ICS RED Union Fenosa S.A. pentru mai multe valori ale X și γ. Calculele sunt prezентate în tab. 1.3-5, tab. 1.3-6 și tab. 1.3-7, pentru diferite prețuri la energia eoliană și cea produsă din biomasă:

Cazurile	Geo, lei/kWh	Gbi, lei/kWh
Cazul 1, prețuri egale pentru toți anii, biomasa - agricolă	2,1	2,5
Cazul 2, ca și cazul 1, dar biomasa reprezintă deșeurile urbane	2,1	5
Cazul 3, prețurile primului an de funcționare a centralelor	2,85	3,1

1.4. Analiza rezultatelor

Să presupunem că se decide ca surselor eoliene să li se revină 50% (γ) din energia totală admisă a fi generată de sursele regenerabile de energie în anul de referință, iar majorarea tarifului la energia electrică aplicat consumatorilor finali nu poate depăși 10% (X). În atare situație vom avea următoarele puteri (pentru spațiul de consum al energiei electrice al țării deservit de compania de distribuție privată) admise a sta la baza calculării energiei electrice urmată a fi vândută la prețurile calculate conform [2]:

Cazurile	Peo, MW	Pbi, MW
Cazul 1, prețuri egale pentru toți anii, biomasa - agricolă	69	26
Cazul 2, ca și cazul 1, dar biomasa reprezintă deșeurile urbane	19	7
Cazul 3, prețurile primului an de funcționare a centralelor	35	13

Pentru întreaga țară, valorile indicate urmează să fie multiplicate la un coeficient, egal aproximativ cu 100/70. Pentru a obține valori mai exacte, urmează ca în formulele (3) și (4) să se aplique o valoare a C totală pentru toate întreprinderile de distribuție din Republica Moldova

Cazurile	Peo, MW	Pbi, MW
Cazul 1, prețuri egale pentru toți anii, biomasa - agricolă	99	37
Cazul 2, ca și cazul 1, dar biomasa reprezintă deșeurile urbane	27	10
Cazul 3, prețurile primului an de funcționare a centralelor	50	19

Cu alte cuvinte, dacă prețul la energia electrică este impus să nu depășească 10%, drept urmare a implementării surselor regenerabile, atunci puterea acestora nu poate fi acceptată mai mare, decât cea indicată în tabelul de mai sus. Altfel spus, dreptul de a construi centrale regenerabile de energie de capacitate reglementată nu poate fi lăsată la discreția investitorilor, aşa cum are loc în prezent, conform actelor normative în vigoare, ci trebuie reglementat atât prin limitarea prețului la energia electrică produsă, cât și limitarea energiei reglementate a centralei (puterii centralei). În caz contrar tariful pentru energia electrică aplicat consumatorilor finali poate depăși nivelul admisibil de 10%, cu efecte de incapacitate de plată a consumatorilor. Investitorul ar putea construi centrale la o capacitate și mai mare, decât cea reglementată. Însă energia produsă supra celei reglementate va fi liberă pe piață spre vânzare.

În tab. 1.3-5, pentru cazul 3 specificat mai sus, sunt prezentate combinațiile admisibile de putere ale surselor eoliene și pe biomasă în condițiile prestabilitării depășirii tarifului la energia electrică cu X% de pe urma implicării surselor regenerabile. Se observă că, cu cât consumatorul este mai capabil să îndure tarife mai mari la energia electrică, cu atât mai mari sunt puterile surselor eoliene și pe biomasă admise spre acoperirea curbei sarcinii de consum.

Tabelul. 1.3-3. Calcularea prețului energiei electrice produse de parcul de centrale eoliene

Indicatori	Simbol	U.m.	2010	2011	2012	2013	2017	2022	2025
Energia livrată în rețea	Wt	mii kWh		543260	543260	543260	543260	543260	543260
Rata de rentabilitate asupra investițiilor	Rr	%		22,5	22,5	22,5	19,5	16,5	16,5
Cursul de schimb		lei/\$	12,3	12,35	12,4	12,5	12,9	13,4	13,7
Costul de capital	Dn+Rn	mii lei		1500450	1423284	1346118	944855	569313	399548
Investițiile anuale		mii lei		5144399					
Deprecierea anuală		mii lei		342960					
Costurile de întreținere și exploatare totală	CD	mii lei	0	50184	52166	54227	63316	76848	86319
TOTAL Costuri		mii lei		1550634	1475450	1400345	1008170	646162	485868
Prețul energiei livrate	TE	lei/kWh		2,85	2,72	2,58	1,86	1,19	0,89
		US\$/kWh		0,23	0,22	0,21	0,14	0,09	0,07
Cheltuielile Total Actualizate (CTA)	anual	mii lei		1550634	1327905	1134279	535783	202772	111151
	CTA	mii lei		8976776					
Valoarea actualizată a energiei livrate	anual	mii kWh		543260,2	488934	440041	288711	170481	124280
	total	mii kWh		4314077					
Tariful aplicat pe fiecare an care asigură CTA		lei/kWh					2,1		

Tab. 1.3-4. Calcularea prețului energiei electrice produse de centralele pe biomășă agricolă

Indicatori	Simbol	U.m.	2010	2011	2012	2013	2017	2022	2025
Energia livrată în rețea	Wt	mii kWh		7200	7200	7200	7200	7200	7200
Costul biomasei pentru producerea Wt	Cfuel	mii lei		2073	2073	2073	2073	2073	2073
Volumul biomasei pentru producerea Wt	Vf	tone		7736	7736	7736	7736	7736	7736
Consumul specific de biomășă	Cs	g.c.c./kWh		614	614	614	614	614	614
Rata de rentabilitatea asupra investițiilor	Rr	%		22,5	22,5	22,5	19,5	16,5	16,5
Rata de schimb		lei/\$	12,3	12,35	12,4	12,5	12,9	13,4	13,7
Costul de capital	Dn+Rn	mii lei		17194	16310	15426	10828	6524	4579
Investițiile anuale		mii lei		58952	0	0	0	0	0
Deprecierea anuală		mii lei		3930	0	0	0	0	0
Costurile de întreținere și exploatare totală	CD	mii lei	0	3069	3190	3316	3872	4699	5278
TOTAL Costuri		mii lei		22336	21573	20815	16772	13296	11930
Prețul energiei livrate	TE	lei/kWh		3,1	3	2,89	2,33	1,85	1,66
		US\$/kWh		0,25	0,24	0,23	0,18	0,14	0,12
Cheltuielile total actualizate (CTA)	anual	mii lei		22336	19416	16860	8914	4173	2729
	CTA	mii lei		143780					
Valoarea actualizată a energiei livrate	anual	mii kWh		7200	6480	5832	3826	2259	1647
	total	mii kWh		57176					
Prețul aplicat pe fiecare an care asigură CTA		lei/kWh					2,5		

Tabelul. 1.3-5. Puterile admisibile de racordare la rețea a surselor regenerabile pentru cazul 3

Indicatori	Simbolul	u.m.	Valori initiale									
Costul total intrat în tariful 2010, inclusiv devierile	C	mii lei	3E+06									
Timpul utilizării puterii maxime, instalații eoliene	Te	h	2663									
Timpul utilizării puterii maxime, instalații pe biomasa	Tb	h	7000									
Prețul energiei din sursele externe	gE	lei/kWh	0,72									
Prețul energiei eoliene	gEo	lei/kWh	2,85									
Prețul energiei din biomasă	gBi	lei/kWh	3,1									
Procentul de majorare a tarifului la consumatorii finali în urma implementării surselor regenerabile	X	%		5	10	15	20	25	30	40	50	
				Puterea admisibilă a centralelor electrice pe biomasa, MW								
Ponderea energiei eoliene γ din total energiei regenerabile	γ	%	30	7	13	20	27	34	40	54	67	
			50	7	13	20	26	33	40	53	66	
			70	4	8	12	16	20	24	32	40	
				Puterea admisibilă a centralelor electrice eoliene, MW								
	γ	%	30	8	15	23	30	38	46	61	76	
			50	17	35	52	70	87	104	139	174	
			70	24	49	73	98	122	147	196	245	

2. Determinarea nivelului de angajare a surselor regenerabile de energie electrică în balanța energetică a țării

Conform Strategiei energetice a țării [5], “Situația curentă, sarcinile majore și modalitățile de valorificare a surselor de energie regenerabilă pe termen mediu sunt stipulate în proiectul Programului național de valorificare a surselor de energie regenerabilă până în anul 2010. A fost stabilit obiectivul majorării cotei SER în bilanțul energetic al țării pînă la 6% în 2010 și 20% în 2020.”

Încercările de a identifica argumentele economice în susținerea obiectivelor trasate în documentul susmenționat nu s-au soldat cu succes. Din acest motiv am putea concluziona că scopul atingerii 20% de energie acoperită din sursele regenerabile către anul 2020 este fără justificare adekvată, el fiind trasat fără a se evalua capacitatea investițională, precum și impactul care ar putea să-l aibă asupra consumatorilor de energie electrică atingerea acestui deziderat. Iată de ce a apărut necesitatea de a efectua un studiu pentru a determina în ce măsură ar putea fi atrase sursele regenerabile în balanța țării, având ca impediment de bază capacitatea limitată a consumatorului să suporte investițiile în sursele regenerabile. În cele ce urmează, atenția este consacrată doar surselor regenerabile de producere a energiei electrice, nu și a celor de energie termică și mecanică.

2.1. Algoritmul de soluționare a problemei

În vederea răspunderii la întrebarea în ce măsură ar trebui angajate sursele regenerabile de energie electrică în balanța energetică a țării este necesar a se dispune de un model de calcul respectiv, care ar permite să se determine:

- a) prețul la energia electrică produsă de centralele electrice aflate pe malul drept al Nistrului, conform metodologiilor respective aprobate de organul regulatoriu;
- b) prețul la energia electrică la Centrala Cuciurgani;
- c) prețul la energia electrică produsă la centralele electrice regenerabile: eoliană și bio, conform Metodologiei tarifare [2];
- d) tariful la energia electrică furnizată consumatorilor finali, conform [6].

Modelul general va trebui să permită calcularea prețului energiei electrice mediu ponderat pe țară pentru fiecare an a perioadei de studiu, precum și tariful la energia electrică aplicat consumatorilor finali în fiecare an de analiză, toate dependente de factorii care influențează în cea mai mare măsură valorile acestor parametri. După cum a arătat analiza, în rândul acestor factori/indici fac parte:

- a** - ponderea surselor regenerabile în total energie intrată la DAF către 2020 (sau alt an), %;
- b** - creșterea anuală a cursului de schimb valutar, lei/\$;
- g** – creșterea anuală a prețului la gaz, %;
- p** - prețul energiei surselor regenerabile.

Algoritmul respectiv de calcul este arătat în fig. 2.1-1. În studiu au fost aplicate următorul șir de valori pentru factorii/indicii **a, b, g, p**:

a = 3%; 5%; 10% către anul 2020.

b = 0 lei/\$SUA; 0,1 lei/\$SUA creștere anuală.

g = 1%; 5% creștere anuală.

p = 10 US\$cenți/kWh; 15 US\$cenți/kWh; 20 US\$cenți/kWh; 35 US\$cenți/kWh;

2.2. Efectuarea calculelor

În vederea atingerii scopului studiului au fost calculați următorii parametri:

Parametrii
Pretul mediu al energiei în lipsa surselor regenerabile, Linia de Bază
Tariful la consumatorii finali în lipsa surselor regenerabile, Linia de Bază
Prețul mediu al energiei cu obiectivul 3%, 5%, 10% energie regenerabilă în balanță energetică către anul 2020
Tariful la consumatorii finali cu obiectivul 3%, 5%, 10% energie regenerabilă în balanță energetică către anul 2020
Creșterea tarifului cu obiectivul 3%, 5%, 10% energie regenerabilă în balanță energetică către anul 2020, în bani/kWh și % față de Linia de Bază

Dat fiind că numărul de variante calculate este destul de mare, egal cu 48, nu este cazul a prezenta toate rezultatele obținute. Vom purcede doar la analiza acestora.

2.3. Analiza rezultatelor

Așa cum ne-am propus de la bun început, urmează să fie identificat în ce măsură obiectivul de implicare a surselor regenerabile în producerea energiei electrice la nivelul de $a = 3\%, 5\%$ și 10% către anul 2020 va influența tariful la energia electrică pe parcursul anilor în condițiile în care factorii de influență capătă valorile:

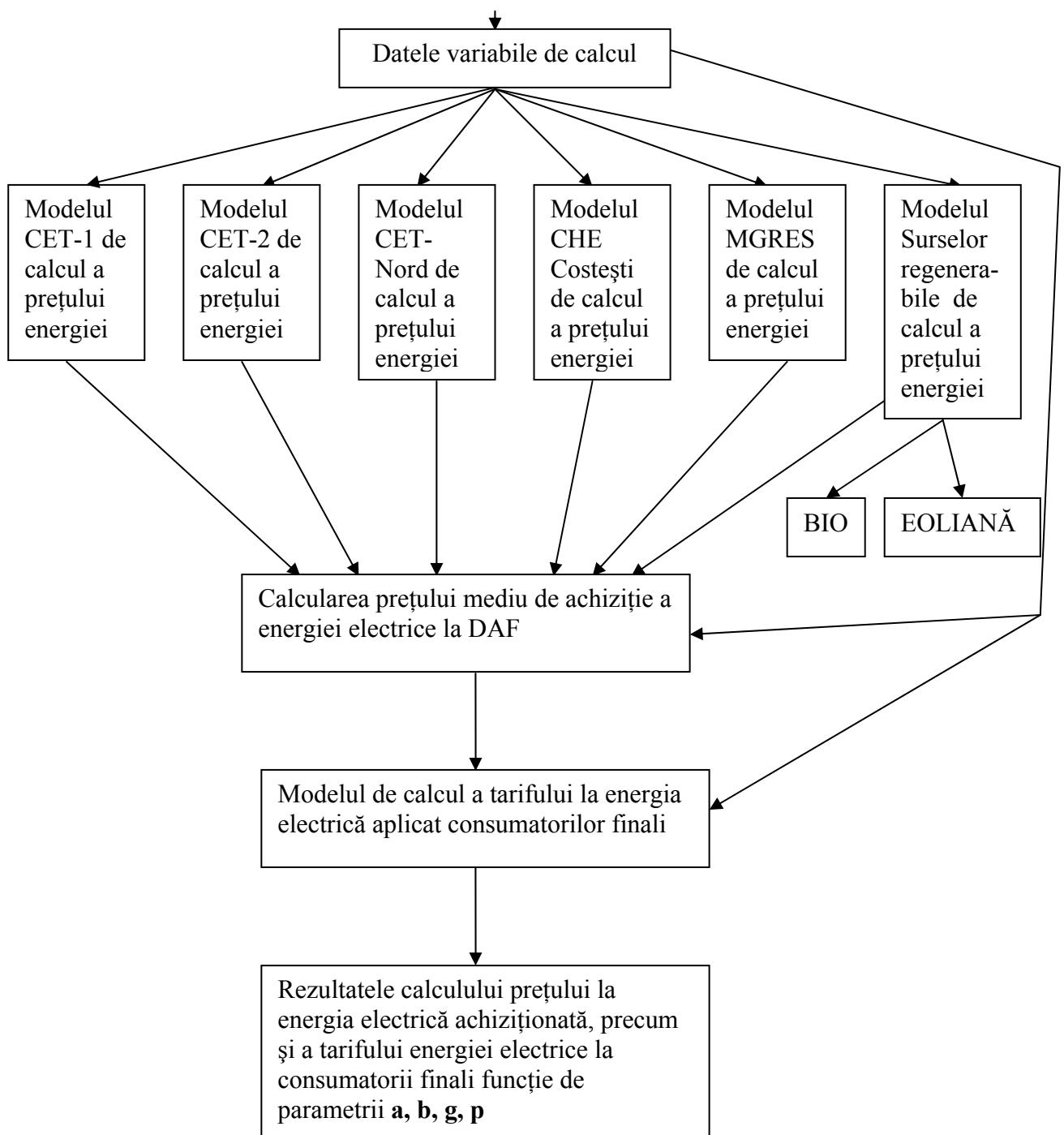


Fig. 2.1-1. Algoritmul calculării prețului la energia electrică achiziționată, precum și a tarifului energiei electrice la consumatorii finali funcție de parametrii a, b, g, p

$b = 0 \text{ lei}/\$SUA; 0,1 \text{ lei}/\SUA creștere anuală.

g = 1%; 5% creștere anuală.

p = 10 US\$cenți/kWh; 15 US\$cenți/kWh; 20 US\$cenți/kWh; 35 US\$cenți/kWh;

Așadar,

Cazul a = 3%

Creșterea adițională a tarifului la energia electrică nu depășește 5% pe toată perioada până în 2020, pentru tot diapazonul variabilelor b, g, p, cu excepția cazului de $p=35$ US\$cenți/kWh, pentru care creșterea adițională a tarifului la energia electrică poate ajunge până la 9,3% către anul 2020, majorându-se treptat de la 1,3% în 2011. Aceasta are loc în condițiile în care se înregistrează o creștere anuală a cursului de schimb valutar cu 0,1 lei/\$, iar a prețului la gaze cu 1% anual.

Cazul a = 5%

Creșterea adițională a tarifului la energia electrică nu depășește 5% pe toată perioada până în 2020, pentru tot diapazonul variabilelor b, g, p, cu excepția cazurilor aferente nu numai $p=35$ US\$cenți/kWh, ci și pentru $p=20$ US\$cenți/kWh. Pentru acest din urmă caz creșterea adițională a tarifului la energia electrică ajunge până la 7,5% către anul 2020, majorându-se treptat de la 1,1% (sau 1,4 bani/kWh) în 2011, pe când pentru cazul $p=35$ US\$cenți/kWh creșterea adițională a tarifului la energia electrică ajunge până la 15,6% (sau 22,9 bani/kWh) către anul 2020, majorându-se treptat de la 2,2% în 2011. Aceasta are loc în aceleași condiții ca și în cazul a=3%, adică se înregistrează o creștere anuală a cursului de schimb valutar cu 0,1 lei/\$, iar a prețului la gaze cu 1% anual.

Cazul a = 10%

Unicele condiții care asigură lipsa depășirii de 5% a tarifului la energia electrică aplicat consumatorilor finali corespund condițiilor în care cursul valutar pe parcursul anilor rămâne constant, adică fără modificări ($b = 0$ lei/\$), creșterea prețului la gaz va depăși 1% anual, iar prețul la energia regenerabilă să nu depășească 10 US\$cenți/kWh. Depășirea maximă a tarifului la energia electrică pentru condițiile examineate se înregistrează dacă evoluția indicilor/factorilor **b, g, p** obțin următoarele valori: cursul valutar crește cu 0,1 lei/\$, prețul la gaze nu depășește 1% anual, iar prețul la energia regenerabilă atinge 35 US\$cenți/kWh. În atare situație depășirea tarifului la energia electrică este de 31,1% (45,9 bani/kWh) în 2020, iar în anul 2011 – 4,5% (5,9 bani/kWh).

Concluzii și Recomandări

1. Se cere modificarea Legii energiei regenerabile în scopul eliberării dreptului ANRE de a reglementa limita de preț a energiei electrice produsă la centralele electrice regenerabile, precum și paliera energiei reglementate produse la aceste centrale.
2. În condițiile în care organul regulatoriu ar stabili limita de prețuri la energia regenerabilă, aceasta ar trebui de asemenea să stabilească pentru anul în curs și limita de energie reglementată, pentru fiecare sursă de energie regenerabilă. În caz contrar există riscul majorării tarifului la energia electrică pentru consumatorii finali la nivelul insuportabil de plată al acestora.
3. Dat fiind că în Republica Moldova cea mai mare perspectivă de dezvoltare au două surse de energie regenerabilă, cea eoliană și cea pe biomasă, iar pentru acestea timpul utilizării puterii maxime este prestabilit, în loc de energie reglementată este cazul de a se aplica puterea reglementată, admisibilă și atrasă în balanța energetică în anul respectiv.

4. Pentru energia produsă la centralele pe biomasă ar trebui distinse două categorii: cea produsă pe deșeuri agricole și cea pe deșeuri urbane. Prețul la acestea diferă substanțial, din care motiv puterea reglementată urmează să fie definită pentru fiecare sursă în parte.
5. În condițiile în care se asigură vânzarea energiei electrice produsă de centrala regenerabilă la un preț care acoperă toate costurile rezonabile a centralei, este puțin justificată aplicarea unui stimulent adițional la WACC pentru investitorii care doresc construcția de centrale regenerabile în Republica Moldova.
6. Trasarea obiectivului de implicare a surselor regenerabile în balanța energetică a țării nu trebuie efectuată fără a deține calculele de evaluare a impactului de pe urma atingerii acestui obiectiv, în principal - asupra capacitatei de plată a consumatorilor de energie electrică. Astfel, dacă s-ar cere către anul 2020 să se atingă un nivel de 10% a energiei electrice regenerabile în balanța energetică, atunci tariful la energia electrică nu va depăși 5%, față de cazul lipsei antrenării acestor surse în balanța energetică, doar în cazul în care cursul valutar pe parcursul anilor rămâne constant, adică fără modificări, creșterea prețului la gaz va depăși 1% anual, iar prețul la energia regenerabilă să nu depășească 10 US\$cenți/kWh.

Depășirea maximă a tarifului la energia electrică pentru condițiile examinate se înregistrează dacă cursul valutar crește cu 0,1 lei/\$ anual, prețul la gaze nu depășește 1% anual, iar prețul la energia regenerabilă atinge 35 US\$cenți/kWh. În atare situație depășirea tarifului la energia electrică este de 31,1% (45,9 bani/kWh) în 2020, iar în anul 2011 – 4,5% (5,9 bani/kWh).

Bibliografie

1. Legea energiei regenerabile. Monitorul Oficial nr.127-130/550 din 17.08.2007.
2. Metodologia determinării, aprobației și aplicării tarifelor la energia electrică produsă din surse regenerabile de energie și biocombustibil. Monitorul Oficial nr.45-46/172 din 27.02.2009.
3. I. Bostan și a. Sisteme de conversie a energiilor regenerabile. TEHNICA-INFO, 592 pagini, 2007.
4. The World Bank Group, Energy and Mining Sector Board, Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP), Technical and economic assessment of off-grid, mini-grid and grid electrification technologies, ESMAP technical paper 121/07, December 2007, Table 4.1, p. 51 and Table 4.3, p. 5
5. Strategia energetică a Republicii Moldova până în anul 2020. Monitorul Oficial nr.141-145/1012 din 07.09.2007.
6. Metodologia de calculare a tarifelor la energia electrică livrată consumatorilor. Hotărârea ANRE nr. 256 din 10.08.2007. Monitorul Oficial nr.127-130/502 din 17.08.2007.
7. Regulamentul privind garanțiile de origine pentru energia electrică produsă din surse regenerabile de energie. Monitorul Oficial nr. 99-100/424 din 05.06.2009
8. INFOTAG. Chișinău, 25 iunie 2010.
9. INFOTAG. Chișinău, 19 aprilie 2010.
10. INFOTAG. Chișinău, 15 aprilie 2010.
11. MOLDPRES. Chișinău, 02 martie 2010.
12. MOLDPRES. Chișinău 25 septembrie 2009.
13. <http://news.casata.md/index.php?id=716>

Informație despre autor

Comendant Ion D.s.t, Cercetator științific coordonator la Institutul de energetica al ASM. Domeniile de activitate științifică principale fiind dezvoltarea surselor de energie electrică, inclusiv regenerabile; reglementarea pieței energiei electrice, elaborarea de politici tarifare și calcularea acestora; evaluarea și atenuarea emisiilor de gaze cu efect de seră; modelari economice în energetică, inclusiv a surselor regenerabile; eficiența energetică. Absolvent al Universitatii Tehnice din Moldova, în a. 1971, doctoratul fiind sustinut la Universitatea Politehnica din Leningrad in 1981. Autor a cca. 80 publicatii științifice.

УДК 681.5

СИНТЕЗ СИСТЕМЫ УПРЕЖДАЮЩЕГО УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ПОДАЧИ ТЕПЛА НА ОТОПЛЕНИЕ ЗДАНИЯ

С.А. Добротин, Е.Л. Прокопчук

Дзержинский политехнический институт,
(филиал Нижегородского государственного технического университета
им. Р.Е. Алексеева)

Аннотация. Синтезирована комбинированная система упреждающего управления отоплением здания. Описаны адаптивный алгоритм сверхкраткосрочного прогнозирования температуры и алгоритм упреждающего управления процессом подачи тепла на отопление здания с учетом разного влияния наружного климата на фасады здания.

Ключевые слова: упреждающее управление, алгоритм, прогнозирование, отопление, синтез, здание, тепло.

SINTEZA SISTEMULUI DE DIRIJARE A PROCESULUI DE LIVRARE A CĂLDURII LA ÎNCĂLZIRE A BLOCULUI

S.A. Dobrotin, E.L. Procopciuc

Instituti Politehnic din Dzerjinsc,

(filială a Univesității Tehnice din Nijni Novgorod , R.E. Alexeev)

Rezumat. Este sintezat un sistem combinat de dirijare cu prognozare a încălzirii blocului. Sunt prezentate algoritmi de prognozare de durată foarte scurtă a temperaturii și algoritmul de dirijare cu prognozare a livrării căldurii pentru încălzirea blocului înănd cont de efectele diferite ale influenței climei din exterior la fațadele blocului.

Cuvinte-cheie: dirijare cu prognozare, algoritm, pronosticare, încălzire, sinteza, bloc, căldură.

PREDICTIVE CONTROL SYSTEM SYNTHESIS OF DISTRICT HEATING SYSTEM

S.A. Dobrotin, E.L. Prokopchuk

Dzerjinsk Politechnical Institute,

(branch of the Nijniy Novgorod Technical University, R.E. Alexeev)

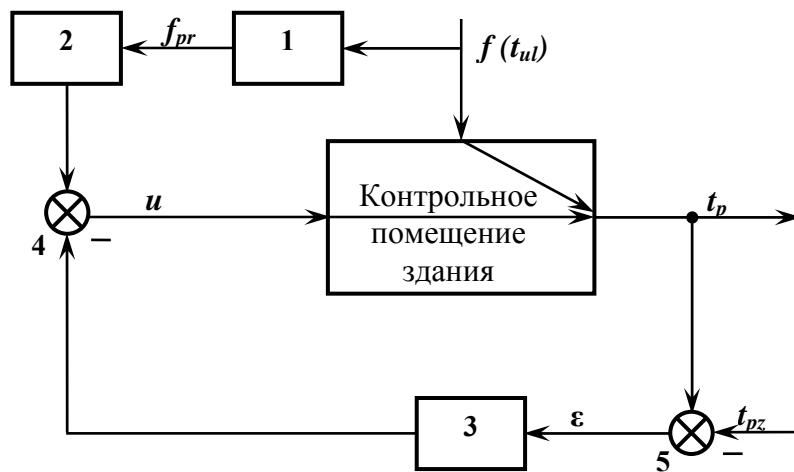
Abstract. A combined system of building heating predictive control has been synthesized in the research. Following algorithms are described: adaptive algorithm of very short-term temperature forecast and algorithm of anticipatory control of heat supply to building heating taking into account different outside climate influence on elevations of a building.

Key words: predictive control, algorithm, forecasting, heating, synthesis, building, heat.

Структурный синтез системы упреждающего управления (ССУ) процессом подачи тепла на отопление здания

Для синтеза ССУ использовалась структурная схема, приведенная на рисунке 1, которая была получена в результате анализа системы отопления здания как объекта управления. Проведенный анализ показал, что наиболее эффективной из существующих систем управления отоплением здания является комбинированная система управления, сочетающая принцип регулирования по возмущению и принцип регулирования по отклонению. При этом в зависимости от температуры наружного воздуха изменяется температура поступающего теплоносителя, при постоянном расходе. Учет фактической температуры в здании проводят введением дополнительной поправки к управляющему воздействию [1]. Учитывая неизбежное запаздывание регулирования по отношению к изменению параметров наружного климата на интервале времени Δt , предлагается использовать процедуру предсказания возмущающего воздействия для нейтрализации влияния внешних возмущений на качество отработки управляющего сигнала [2].

В связи с вышесказанным предложена прогнозно-компенсационная схема управления подачей тепла на отопление здания [3-5] (рис. 1). Управление по данной схеме строится на основе прогнозирования параметров наружного климата, то есть на вход динамического компенсатора в разомкнутом контуре системы управления подается прогнозная информация о возмущении, формируемая алгоритмами, заложенными в блоке прогнозирования.



1 – блок прогнозирования; 2 – динамический компенсатор; 3 – регулятор; 4,5 – сумматоры; f - возмущающее воздействие; u - управляющее воздействие f_{pr} – прогнозируемое возмущение; t_{pz} , – заданная температура в контрольном помещении здания; ϵ - отклонение текущей температуры в контрольном помещении от заданной (рассогласование).

Рис. 1. Прогнозно-компенсационная схема управления подачей тепла на отопление здания

Вследствие этого система управления реагирует не только на уже свершившиеся отклонения замкнутой системы от идеального режима, но и на те, которые только имеют тенденцию к осуществлению. С целью компенсации остаточных ошибок и обеспечения устойчивости синтезируемой системы управления объект замыкается обратной связью по текущему значению его выхода, который сравнивается с его заданным значением. Сигнал поступает на вход регулятора, который, при наличии рассогласования, корректирует управляющий сигнал.

Применение данной схемы при пофасадном управлении позволит также компенсировать влияние ветра и солнечной радиации за счет обратной связи.

Синтез динамического компенсатора системы управления

Динамический компенсатор (поз. 2, рисунок 1) введен в структурную схему для компенсации инерционности объекта по каналу возмущения. Передаточная функция динамического компенсатора ($Wk(s)$) находится из условия инвариантности системы отопления по отношению к возмущающему воздействию [6] и имеет вид:

$$Wk(s) = -\left(\frac{k1 \cdot e^{-s \cdot (\tau1 - \tau2)} \cdot (Top \cdot s + 1)}{(Tst \cdot s + 1)^2} + k2 \cdot (Top \cdot s + 1) \cdot e^{-s \cdot (-\tau2)}\right), \quad (1)$$

где $k1, k2$ – обобщенные коэффициенты усиления теплоемких и нетеплоемких ограждающих конструкций соответственно, $\tau1$ – транспортное запаздывание по каналу возмущения, $\tau2$ – время прохождения теплоносителя по трубопроводу, Top – постоянная

времени радиатора, Tst – постоянная времени теплоемких ограждающих конструкций (стенка).

Динамический компенсатор с полученной передаточной функцией состоит из двух блоков, один из которых компенсирует медленные тепловые потери через теплоемкие ограждения, учитывая их динамические характеристики, второй – быстрые тепловые потери через нетеплоемкие ограждения. Первый блок физически реализуем, однако техническая реализация такого устройства достаточно сложна, поскольку оно включает звенья чистого запаздывания, реальное дифференцирующее и апериодическое звено 2-го порядка. Поэтому был подобран реальный компенсатор более простой формы.

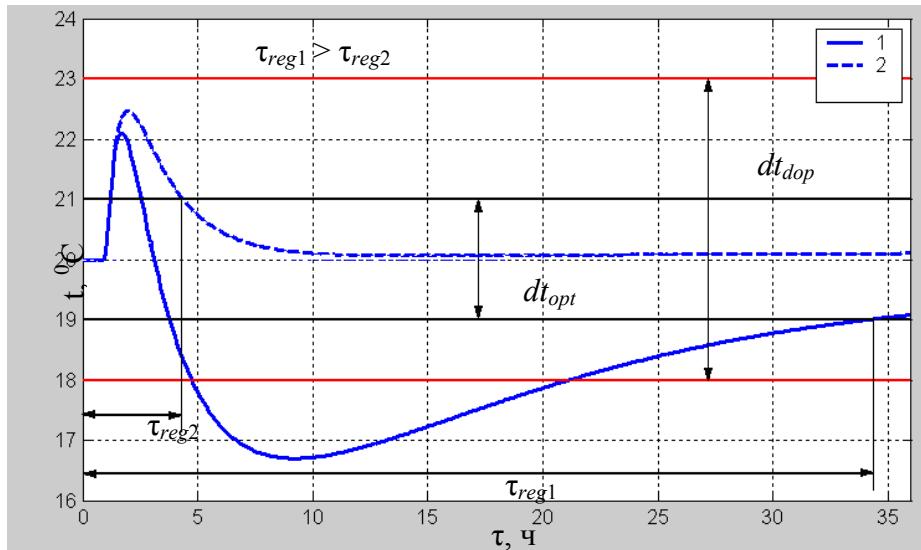
Второй блок физически нереализуем, так как содержит звено с отрицательным чистым запаздыванием и идеальное дифференцирующее звено. Из анализа передаточной функции второго блока видно, что имеет место запаздывание регулирования по отношению к быстрым тепловым потерям. Поэтому управление следует вести с упреждением возмущающего воздействия. Учитывая выше сказанное, в схему добавлен блок прогнозирования, выход которого соединен с входом динамического компенсатора. Таким образом, на вход динамического компенсатора в разомкнутом контуре системы управления подается прогнозная информация о возмущении, формируемая алгоритмами, заложенными в блоке прогнозирования.

С учетом выше сказанного передаточная функция реального компенсатора будет иметь вид:

$$Wk(s) = - \left[\frac{k_1 \cdot e^{-s \cdot \tau_1}}{(Tst \cdot s + 1)^2} + k_2 \right] \quad (2)$$

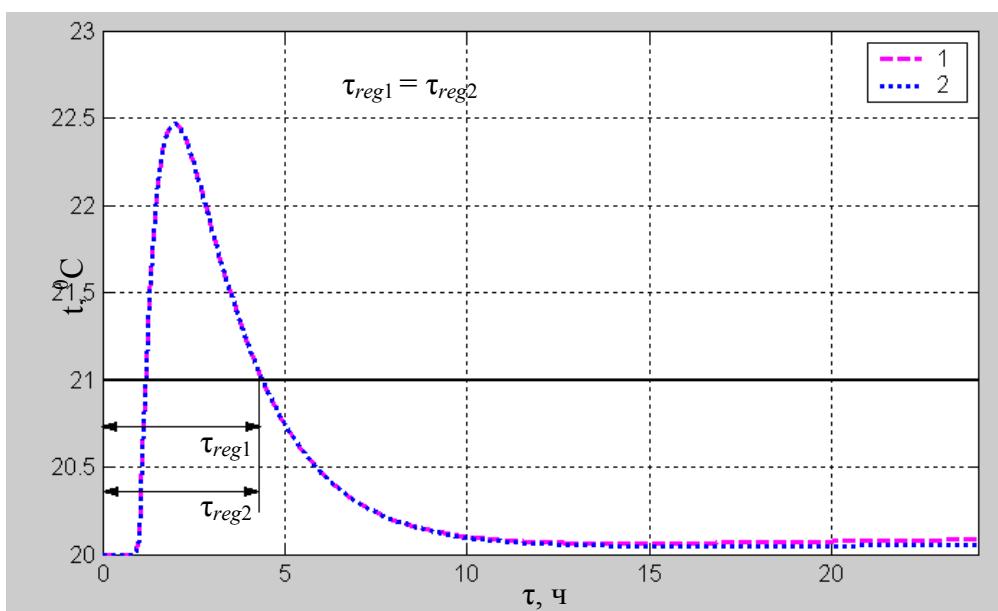
Для определения эффективности разработанной системы управления с помощью разработанной математической модели теплового режима здания было проведено сравнение ее с двумя системами: с системой, регулирующей подачу теплоносителя по текущему значению наружной температуры и с системой управления, регулирующей подачу теплоносителя с учетом динамических характеристик объекта по каналу возмущения.

В случае введения в разомкнутый контур системы управления динамического компенсатора, согласно рисунку 2, длительность процесса регулирования значительно снижается и не зависит от теплоемкости ограждающих конструкций (кривые разгона совпадают), рисунок 3, а определяется только динамическими характеристиками системы теплоснабжения по управляющему воздействию.



1 – СУ, регулирующая подачу теплоносителя по текущему значению наружной температуры; 2 – СУ, регулирующая подачу теплоносителя с учетом динамических характеристик объекта по каналу возмущения;
 τ_{reg1} – время регулирования СУ1; τ_{reg2} – время регулирования СУ2;
 dt_{dop} – допустимый диапазон температуры; dt_{opt} – оптимальный диапазон температуры.

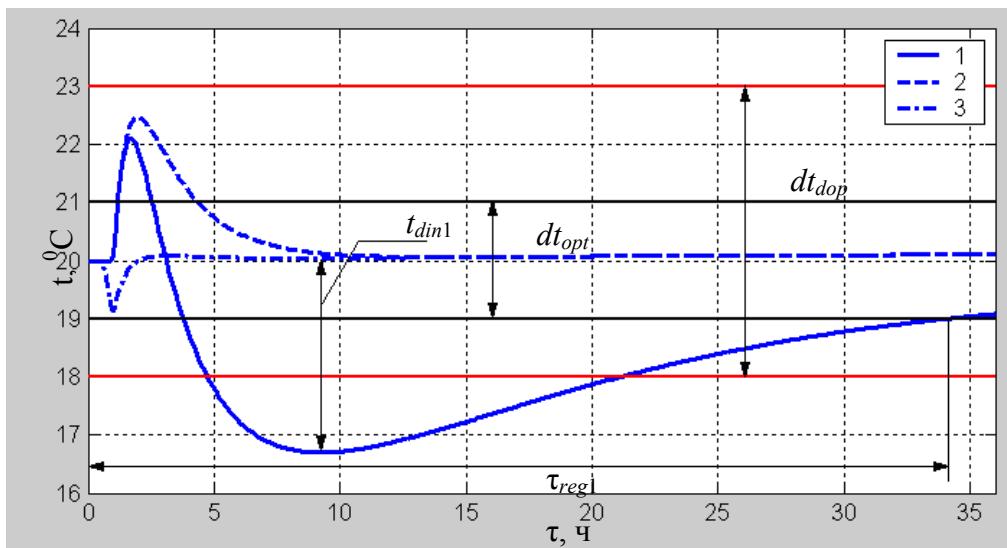
Рис. 2. Графики изменения температуры в отапливаемом помещении



1 – $Tst = 8.3$ часа; 2 – $Tst = 20$ часов.

Рис. 3. Графики изменения температуры в отапливаемом помещении, при разной инерционности ограждающих конструкций

На рис. 4 для сравнения приведены графики изменения температуры в отапливаемом помещении при работе разных СУ. Из рисунка видно, что снижение негативного влияния динамических характеристик по каналу управления можно достичь регулированием с упреждением по прогнозируемым метеорологическим параметрам.



1 – СУ, регулирующая подачу теплоносителя по текущему значению наружной температуры; 2 – СУ, регулирующая подачу теплоносителя с учетом динамических характеристик объекта по каналу возмущения; 3 – СУ, регулирующая подачу теплоносителя по прогнозируемым метеорологическим параметром с учетом динамических характеристик объекта по каналу возмущения, t_{din1} – динамическая ошибка СУ1.

Рис. 4. Графики изменения температуры в отапливаемом помещении

В таблице 1 приведены критерии качества сравниваемых систем управления. Полученные данные (таб. 1) подтверждают результаты теоретических исследований и позволяют сделать вывод о том, что введение в разомкнутый контур системы управления динамического компенсатора значительно снижает длительность процесса регулирования, а введение в схему блока прогнозирования снижает негативное влияние динамических характеристик по каналу управления.

Таблица 1 – Сравнение систем управления

СУ	$t_{din}, ^\circ\text{C}$	$\tau_{reg}, \text{ч}$	$Im, ^\circ\text{C}\cdot\text{ч}$
1	3.30	34	70.45
2	2.47	4	10.12
3	0.92	0	3.0

Параметрический синтез системы упреждающего управления процессом подачи тепла на отопление здания.

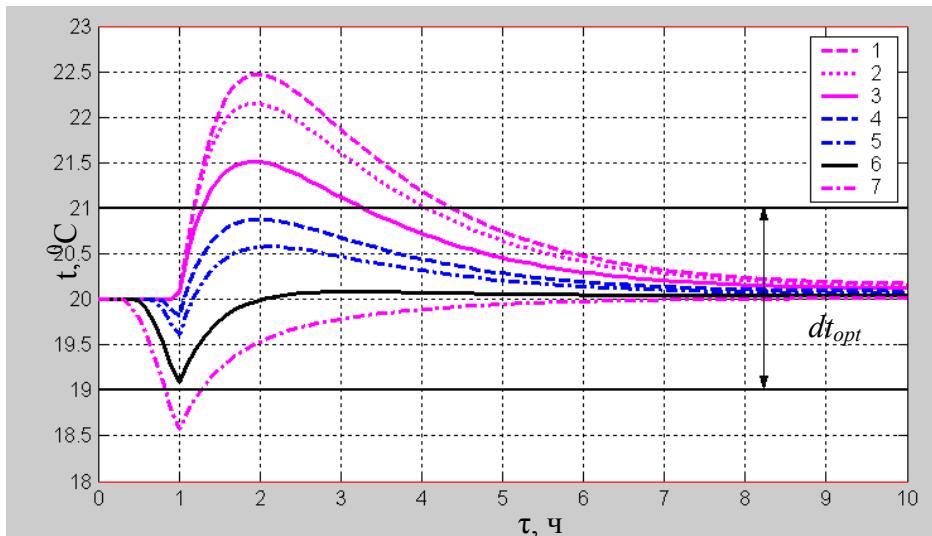
Параметрический синтез системы упреждающего управления процессом подачи тепла на отопление здания заключается в определении оптимального интервала прогнозирования и оптимальных настроек ПИ регулятора.

Интервал прогнозирования зависит от инерционности здания по каналу управления (транспортное запаздывание, постоянные времени). Для определения интервала прогнозирования был проведен имитационный эксперимент для нескольких контрольных помещений с разной инерционностью.

Имитационное моделирование производилось с помощью пакета визуального программирования Simulink [7].

Эксперимент заключался в получении переходных процессов изменения температуры в помещении при снижении температуры на улице, система управления при этом выдавала управляющий сигнал при разных интервалах прогнозирования (τ_{pr}).

На рисунке 5 приведены переходные процессы изменения температуры в помещении для следующих параметров канала управления: $\tau_2 = 0,7$ ч, $T_{op} = 0,8$ ч, $T_{vo} = 1,35$ ч (T_{vo} – постоянная времени воздушного объема).



1 – $\tau_{pr} = 0$ мин; 2 – $\tau_{pr} = 30$ мин; 3 – $\tau_{pr} = 45$ мин; 4 – $\tau_{pr} = 60$ мин; 5 – $\tau_{pr} = 75$ мин;
6 – $\tau_{pr} = 90$ мин; 7 – $\tau_{pr} = 105$ мин.

Рис. 5. Графики изменения температуры в отапливаемом помещении, при разных интервалах прогнозирования

Оптимальным считался такой интервал прогнозирования, при котором было соблюдено надлежащее качество переходного процесса, то есть, обеспечен минимум интегрально-линейного модульного критерия (Im) при динамической ошибке не выше заданной.

$$Im = \int_0^{\tau_{reg}} |t| dt \rightarrow \min \quad (3)$$

$19 \leq t \leq 21$

Для решения поставленной задачи оптимизации использовался метод сканирования, результаты приведены на рисунке 6 (на рисунке 6, N – номер эксперимента).

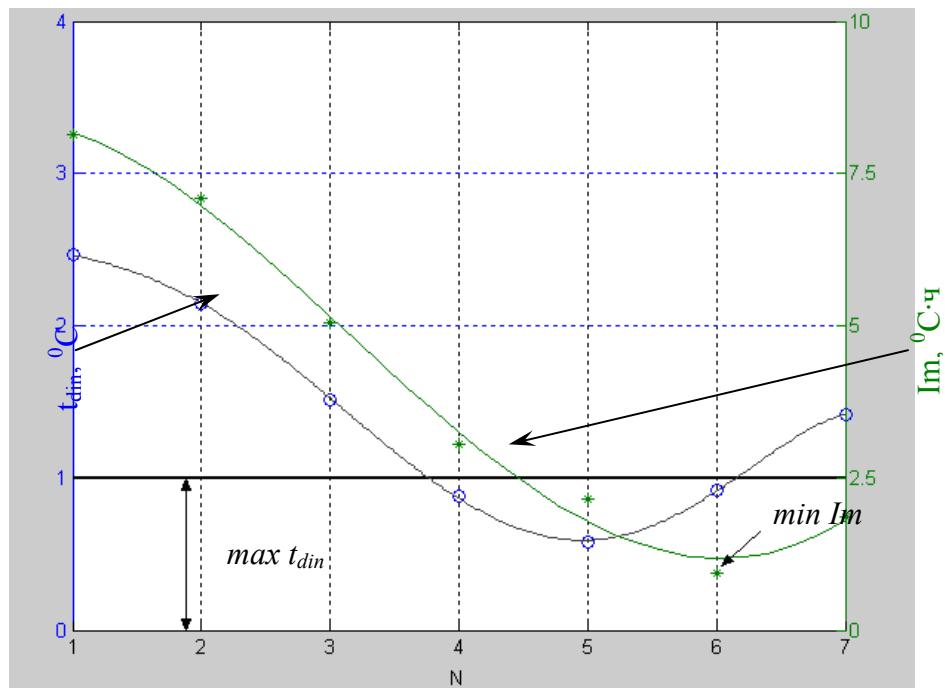


Рис. 6. Выбор оптимального интервала прогнозирования

В результате имитационного эксперимента были получены оптимальные интервалы прогнозирования для помещений с разной инерционностью, рис. 7.

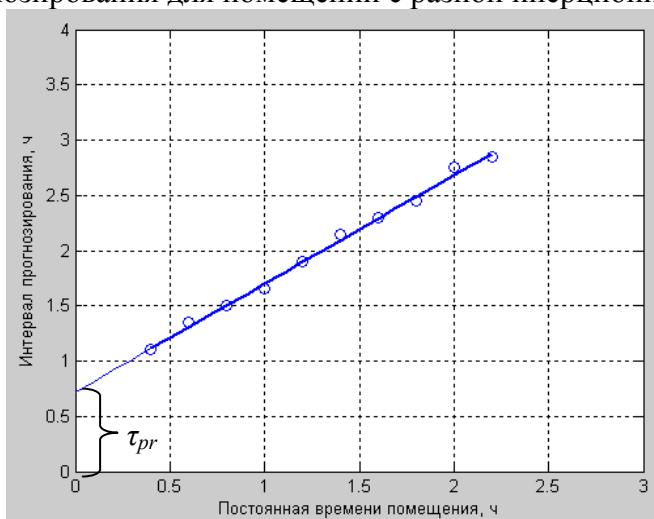


Рис. 7. Зависимость интервала прогнозирования от инерционности помещения

Экспериментально полученные данные были аппроксимированы по методу наименьших квадратов полиномом первого порядка:

$$\tau_{pr} = \tau_{tr} + k \cdot T_{op}, \quad (4)$$

где $k = 1$.

Адаптивный алгоритм сверхкраткосрочного прогнозирования температуры наружного воздуха

Основой для разработки алгоритма является разработанная математическая модель суточного хода температуры наружного воздуха (5).

$$\left\{ \begin{array}{l} t = t_0 - \beta \cdot g(\tau) \\ g(t) = -0,0012 \cdot \tau^3 + 0,062 \cdot \tau^2 - 0,94 \cdot \tau - 3,5 \\ \beta = \begin{cases} -4,89; -2,14 \\ -2,40; -1,20 \\ -2,40; -0,68 \\ -2,40; -0,76 \\ -3,76; -1,16 \\ -6,49; -3,55 \\ -9,77; -6,23 \end{cases} \end{array} \right. \quad (5)$$

Полученная на ее основе формула для прогнозирования имеет вид:

$$t_{pr}^r = t_0 - \beta \cdot g(\tau + \tau_{pr}) \quad (6)$$

Алгоритм осуществляется в несколько этапов:

1. Задание допустимой ошибки прогнозирования и интервала прогнозирования.

Допустимая ошибка прогнозирования и интервал прогнозирования задаются либо со станции оператора, либо непосредственно вводятся в контроллер.

2. Определение текущего месяца.

Текущий месяц может быть определен либо автоматически по системному времени вычислительной машины, либо по информации, полученной со станции оператора, для этого на станции оператора должно быть предусмотрено поле ввода текущего месяца.

3. Определение максимального значения амплитуды суточного хода температуры.

Максимальное значение амплитуды суточного хода температуры для солнечного и пасмурного дня – β определяется по табличной функции в соответствии с выбранным месяцем:

Месяц	β	
	солнечный	пасмурный
Октябрь	-4,89	-2,14
Ноябрь	-2,4	-1,2
Декабря	-2,4	-0,68
Январь	-2,4	-0,76
Февраль	-3,76	-1,16
Март	-6,49	-3,55
Апрель	-9,77	-6,23

4. Определение расчетных значений текущей температуры для солнечного и облачного дня.

Расчетные значения текущей температуры определяются по разработанной модели (5):

$$t_{tek}^{r,s} = t_0 - \beta_s \cdot g(\tau) \quad (7)$$

$$t_{tek}^{r,o} = t_0 + \beta_o \cdot g(\tau) \quad (8)$$

5. Выбор максимального значения амплитуды суточного хода температуры, которое будет использоваться для расчета прогнозной информации о возмущении.

Выбор β осуществляется в зависимости от полученной на текущий момент ошибки прогнозирования, которая определяется как разность между текущим действительным значением температуры и текущим расчетным значением температуры (погрешности будут две: для солнечного и облачного дня):

$$\Delta_s = |t_{tek} - t_{tek}^{r,s}| \quad (9)$$

$$\Delta_o = |t_{tek} - t_{tek}^{r,o}| \quad (10)$$

Полученные погрешности сравниваются с допустимой ошибкой прогнозирования, проверяется условие:

$$\Delta_s > E \text{ и } \Delta_o > E \quad (11)$$

Если условие не выполняется, из полученных ранее β_s и β_o , выбирается β , соответствующая минимальной Δ .

Если условие выполняется, происходит адаптация модели (3.10), которая заключается в определении скорректированного β_a . Скорректированное β_a определяется по модели (3.10) из условия совпадения текущей расчетной и действительной температур – $t = t_{tek}$:

$$\beta_a = (t_0 - t_{tek}) / g(\tau) \quad (12)$$

6. Определение прогнозного значения температуры.

Прогнозное значение температуры – t_{pr}^r определяется по формуле (6).

Далее алгоритм работает циклически, начиная с п.2. При необходимости, например, при смене интервала прогнозирования, предусмотрен принудительный выход из алгоритма и последующий его запуск.

Разработанный адаптивный алгоритм сверхкраткосрочного прогнозирования температуры приведен на рис. 8.

Алгоритм упреждающего управления процессом подачи тепла на отопление здания

Основой для разработки алгоритма является разработанная прогнозно-компенсационная схема управления подачей тепла на отопление здания (рисунок 1).

В соответствии с рисунком 1 алгоритм [8] будет состоять из 3 основных блоков:

- блок 1 – блок прогнозирования, на основании разработанного адаптивного алгоритма сверхкраткосрочного прогнозирования температуры (рисунок 8) формирует прогнозное значение возмущающего воздействия;

- блок 2 – динамический компенсатор, по прогнозному значению возмущения формирует управляющее воздействие;

- блок 3 – блок корректировки, корректирует управляющее воздействие для каждого фасада.

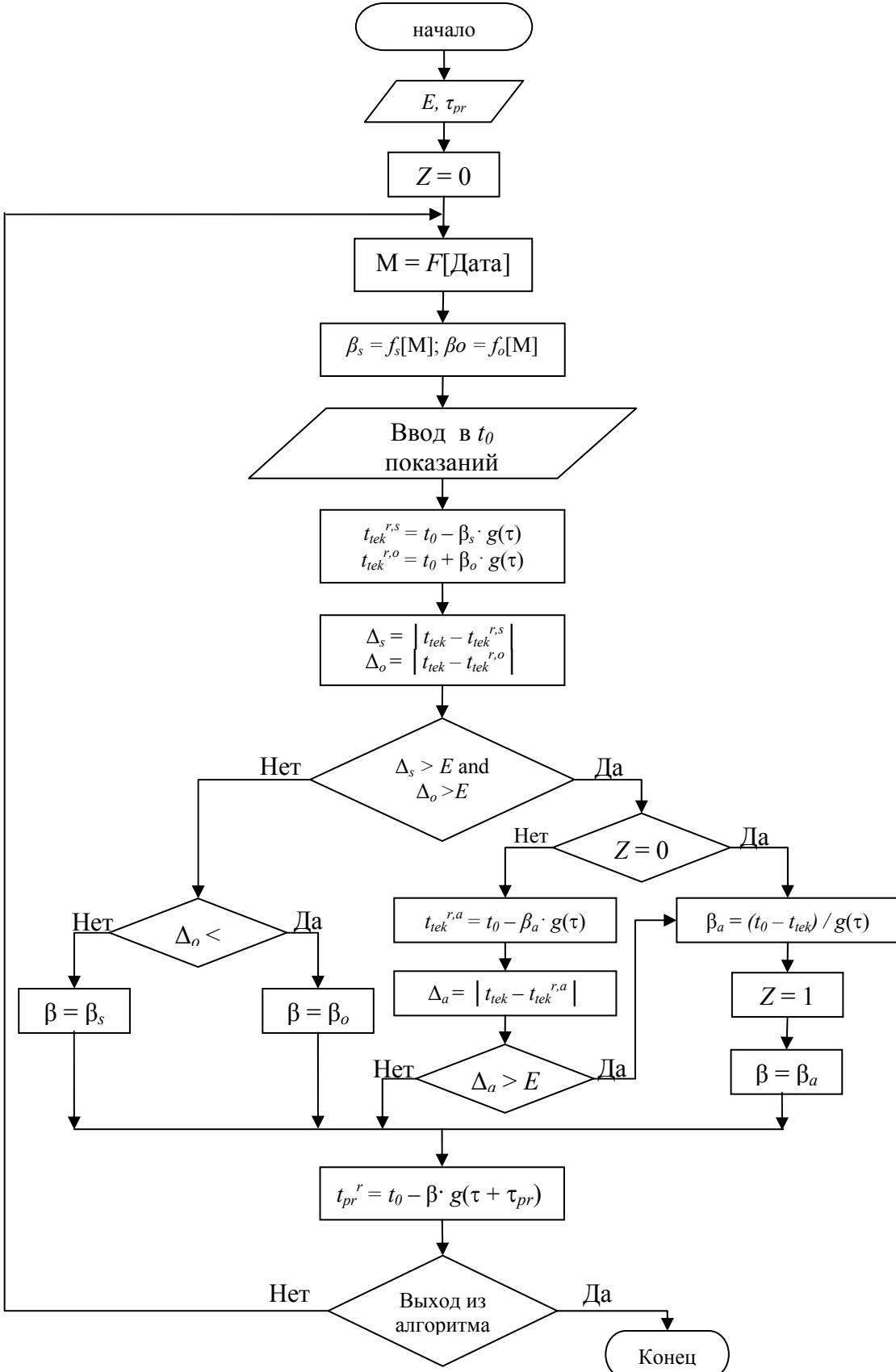


Рис. 8 Адаптивный алгоритм сверхкраткосрочного прогнозирования температуры наружного воздуха

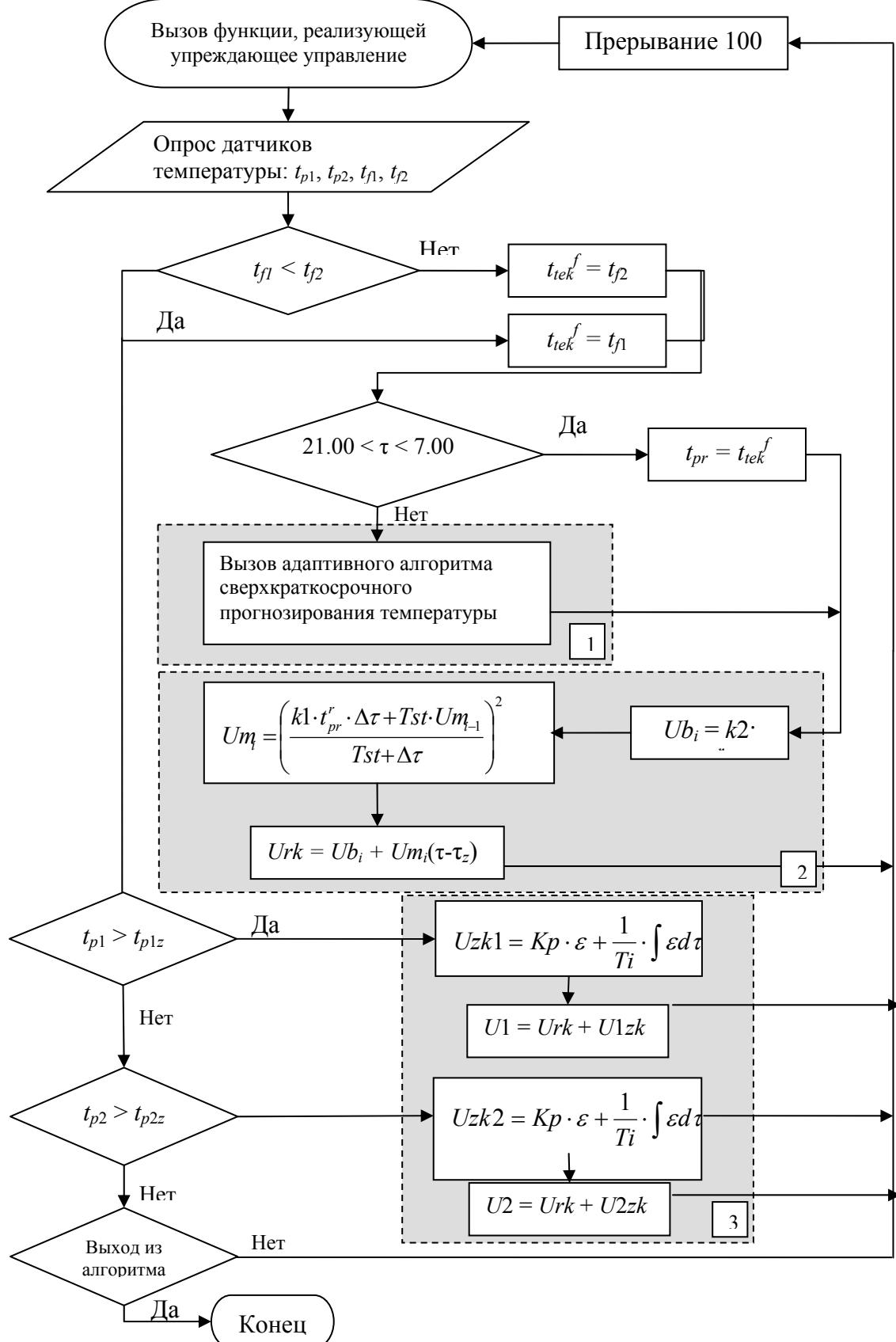


Рис. 9. Алгоритм упреждающего управления процессом подачи тепла на отопление здания

Как отмечалось ранее, для компенсации разного влияния наружного климата на здание управление осуществляется пофасадно для двух выделенных фасадов.

На начальном этапе по информации от двух датчиков наружной температуры, расположенных со стороны разных фасадов определяется температура, по которой будет рассчитываться управляющее воздействие – это температура наиболее холодного фасада. На основе полученной температуры и температуры в 00.00 часов в данные сутки по разработанному адаптивному алгоритму сверхкраткосрочного прогнозирования температуры (рис. 8) в блоке 1 формируется прогнозное значение возмущающего воздействия.

Прогнозная температура передается в блок 2, где определяется управляющее воздействие, общее для двух фасадов. Расчет управляющего воздействия ведется с учетом динамических характеристик объекта по каналу возмущения.

В случае получения дополнительного тепла, например, от солнечного излучения одним из фасадов и, как следствие, увеличения температуры в помещениях данного фасада ($t_{p1} > t_{p1z}$, $t_{p2} > t_{p2z}$) управляющее воздействие на этот фасад корректируется в блоке 3, который реализует ПИ закон регулирования.

Алгоритм упреждающего управления процессом подачи тепла на отопление здания приведен на рис. 9.

Выводы

1. Получено математическое описание динамического компенсатора, использованного как звено разомкнутого контура СУУ.
2. Установлена зависимость интервала прогнозирования от параметров инерционности помещения.
3. Выполнен структурный и параметрический синтез комбинированной системы упреждающего управления отоплением здания, обеспечивающей эффективность процесса подачи тепла на отопление здания в условиях значительной инерционности объекта по каналу управления и влияния климатических факторов.

Литература

1. Прокопчук, Е.Л. Комбинированная система управления отоплением здания / Е.Л. Прокопчук, С.А. Добротин // Тезисы докладов IV Международной молодежной научно-технической конференции. Н. Новгород, 2005. – С. 258.
2. Прокопчук, Е.Л. Диагностический подход к управлению отоплением здания / Е.Л. Прокопчук // VI Международная конференция «Неразрушающий контроль и техническая диагностика в промышленности» Москва, 2007. – С. 100-101.
3. Прокопчук, Е.Л. Регулирование отпуска тепловой энергии по прогнозно-компенсационной схеме / Е.Л. Прокопчук, С.А. Добротин // Тезисы доклада VI Международной молодежной научно-технической конференции «Будущее технической науки» Н. Новгород, 2007. – С. 268.
4. Прокопчук, Е.Л. Прогнозно-компенсационная схема управления отоплением здания / Е.Л. Прокопчук // Материалы XII Нижегородской сессии молодых ученых (технические науки) Н.Новгород, 2007. – С. 125.
5. Пат. 73509 Российская Федерация, МПК⁵¹ G 05 D 23/19 Система управления процессом подачи тепла на отопление здания / Прокопчук Е.Л., Добротин С.А.;

заявитель и потенциообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е.Алексеева. - № 2008100508/22; заявл. 09.01.2008; опубл. 20.05.2008.

6. Автоматическое управление в химической промышленности: Учебник для вузов. Под ред. Е. Г. Дудникова. – М.; Химия, 1987. – 368 с.

7. Прокопчук, Е.Л. Применение имитационного моделирования на этапе синтеза системы автоматического регулирования подачи тепла на отопление здания / Е.Л. Прокопчук, С.А. Добротин // Успехи современного естествознания. 2008, №3. – С. 50-51.

8. Прокопчук, Е.Л. Алгоритм упреждающего управления процессом подачи тепла на отопление здания / Е.Л. Прокопчук // Успехи современного естествознания. 2008, №3. – С. 60-62.

Сведения об авторах:

Добротин Сергей Алексеевич, д.т.н., профессор кафедры "Автоматизация и информационные системы". Область научных интересов: автоматизация, метрология, оценка соответствия.

Прокопчук Елена Леонидовна, магистр техники и технологии, старший преподаватель кафедры "Автоматизация и информационные системы". Область научных интересов: автоматизация технологических процессов, моделирование систем управления.

тел. (8313) 26-59-16, факс (8313) 23-04-10, e-mail: llp@hotmail.ru

Н МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕГУЛИРУЕМОГО КОНТУРА ПРОМЕЖУТОЧНОГО ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ ТЕПЛОНАСОСНОЙ УСТАНОВКИ. ЧАСТЬ II.

Шит М.Л., Андронатий Н.Р., Шит Б.М.
Институт энергетики АНМ

Аннотация. Рассмотрена модель промежуточного контура теплонасосной установки, используемой в виноделии. Показаны переходные процессы при отработке скачкообразного возмущения по температуре в рубашке реактора для брожения. Произведено сравнение показателей качества нескольких систем управления.

Ключевые слова: тепловой насос, моделирование, система регулирования.

MODELAREA CONTURULUI REGLABIL AL AGENTULUI TERMIC INTERMEDIAR AL INSTALAȚIEI CU POMPA DE CĂLDURĂ . PARTEA II

Şit M.L., Andronatii N.R., Şit B.M.

Institutul de Energetică al AŞM

Rezumat. Este cercetat modelul conturului intermedier al instalației cu pompa de căldură. Sunt demonstreate procesele tranzitorii la pertrubării de tip salt în cămașa rezervorului pentru fermentarea vinului. Sunt comparate indicile de calitate a unor sisteme de dirijare.

Cuvinte-cheie: pompa de căldură, modelarea, sistemul de dirijare.

MODELING OF THE HEAT PUMP STATION CONTROLABLE LOOP OF AN INTERMEDIATE HEAT-TRANSFER AGENT (Part II)

Sit M.L., Andronatii N.R., Sit B.M.

Institute of Power Engineering of the ASM

Abstract. It is studied the model of the heat pump station controllable loop of an intermediate heat-transfer agent for the use in wineries. There are demonstrated transients after the disturbing action of the temperature on the input of cooling jacket of the fermentation stirred tank. There are compared different control laws of the object.

Key words: heat pump, modeling, control system.

Введение

Рассмотрим работу промежуточного контура теплового насоса для виноделия, для охлаждения вина и (или) бродящего сусла при возмущении по тепловой мощности процесса брожения. Насос также может быть использован для подогрева воды и (или) обработки вина теплом. В процессе брожения возрастает температура сусла в резервуаре. При этом происходит увеличение температуры на выходе теплообменника промежуточного контура. Сигнал о новом значении температуры проходит на вход испарителя с запаздыванием, определяемым длиной и объемом трубопровода, конструкцией промежуточной емкости промежуточного контура, а также производительностью насоса контура. Для стабилизации режима охлаждения бродящего сусла необходима система управления. Промежуточные контуры в холодильных и теплонасосных системах известны [1,2]. Тем не менее, вопрос исследования динамики работы этих контуров в литературе не рассматривался.

Разработка системы управления режимом работы контура.

Процесс стабилизации режима контура для обеспечения заданной температуры выходе рубашки резервуара для сусла происходит следующим образом. При изменении температуры на выходе из рубашки изменяется производительность насоса, что приводит к стабилизации режима. В испарителе изменяется режим работы (увеличивается перегрев на выходе из испарителя). Система работает следующим образом. На вход системы управления поступает сигнал о температуре промежуточного теплового агента на выходе из рубашки резервуара. Так как целью работы теплового насоса при охлаждении резервуара является увеличение мощности, отдаваемой испарителем в систему, то поступает сигнал на увеличение производительности компрессора теплового насоса, увеличивается расход хладагента, снижается перегрев пара хладагента, увеличивается

расход воды через испаритель, с тем, чтобы вернуть температуру на выходе из рубашки в исходное состояние.

Возможен ряд вариантов аппаратурного оформления режима охлаждения бродящего сусла, например:

1. резервуар с рубашкой, где регулируют режим охлаждения сусла температурой испарителя и скоростью циркуляции промежуточного теплоносителя;
2. теплообменник, через который циркулирует бродяще сусло;
3. резервуар с "плавающим" погруженным в охлаждаемую среду теплообменником и др.

Разумеется, режим стабилизации температуры бродящего сусла требует учета модели процесса брожения и дополнительных сигналов о температуре сусла в резервуаре и других параметрах процесса брожения. Так эта задача выходит за рамки данной статьи, то рассмотрим только процесс управления поддержанием теплового режима работы теплообменника промежуточного контура путем поддержания перепада температур на входе и выходе вторичного контура теплообменника на примере резервуара с рубашкой. Упрощенные модели тепловых процессов в резервуаре и его рубашке [3,4] имеют вид:

$$\rho_F c_F V_F \frac{dT_F}{dt} = Q(t) - kF(T_F - T_j) \quad (1)$$

$$\rho_j c_j V_j \frac{dT_j}{dt} = W_j c_j (T_{jo} - T_j) + k(W_j) F (T_F - T_j) \quad (2)$$

T_{jo} – температура промежуточного теплоносителя на входе в рубашку, К.

T_j – температура промежуточного теплоносителя на выходе из рубашки, К.

k – коэффициент теплопередачи тепла от промежуточного теплоносителя к суслу, $Bm / m^2 \cdot K$.

F – площадь теплопередающей поверхности рубашки, m^2 .

T_F – температура среды внутри резервуара, К.

W_j – массовый расход промежуточного теплоносителя через рубашку, кг/с.

V_j – объем рубашки, m^3 .

$Q(t)$ – тепловая мощность, выделяющаяся при брожении, Вт,

c_{pj}, c_{pF} – теплоемкость (при постоянном давлении) промежуточного теплоносителя и продукта в резервуаре, $\text{Дж} / \text{кг} \cdot K$, соответственно.

ρ_j, ρ_F – плотность промежуточного теплоносителя и продукта в резервуаре, $\text{кг} / \text{м}^3$, соответственно.

Очевидно, что при изменении расхода жидкости через рубашку изменяется коэффициент теплопередачи, а, значит, коэффициент усиления и постоянная времени процесса изменения температуры промежуточного теплоносителя на выходе из рубашки как объекта управления. В уравнении (1) сделан ряд допущений, весьма грубых упрощений процесса брожения сусла. Это уравнение носит демонстрационный характер с целью оценки влияния температуры на выходе из рубашки на температуру в резервуаре. Вид функции $Q(t)$ – выбран произвольным с целью демонстрации различных режимов поддержания температуры брожения. После простых преобразований уравнения (1) получим:

$$\frac{\rho_F c_{pF} V_F}{kF} \frac{dT_F}{dt} + T_F = \frac{1}{kF} Q(t) - T_j. \quad (3)$$

Для получения передаточной функции системы "резервуар – рубашка – промежуточный контур – ТНУ" составим уравнение в приращениях относительно установившегося режима, когда температура промежуточного теплоносителя на входе в рубашку равна T_{jo} , температура продукта в резервуаре (средняя) равна T_F .

Составим уравнение рубашки в приращениях.

$$\begin{aligned} \frac{dT_j}{dt} &= \frac{W_j}{\rho_j V_j} (T_{jo} - T_j) + \frac{kF}{\rho_j c_{pj} V_j} (T_F - T_j), \\ \frac{dT_j}{dt} + \left(\frac{W_{j0}}{\rho_j V_j} + \frac{k_0 F}{\rho_j c_{pj} V_j} \right) T_j &= \frac{W_{j0}}{\rho_j V_j} T_{jo} + \frac{k_0 F}{\rho_j c_{pj} V_j} T_F - \frac{(\bar{T}_j - \bar{T}_0)}{\rho_j V_j} W_j, \\ T_1 &= \left(\frac{W_{j0}}{\rho_j V_j} + \frac{k_0 F}{\rho_j c_{pj} V_j} \right)^{-1}; K_1 = \frac{W_{j0}}{\rho_j V_j} \Bigg/ \left(\frac{W_{j0}}{V_j c_j} + \frac{k_0 F}{\rho_j c_{pj} V_j} \right), \\ K_2 &= \frac{k_0 F}{\rho_j c_{pj} V_j} \Bigg/ \left(\frac{W_{j0}}{V_j c_{pj}} + \frac{kF}{\rho_j c_{pj} V_j} \right); K_3 = \frac{(\bar{T}_j - \bar{T}_0)}{\rho_j V_j} \Bigg/ \left(\frac{W_{j0}}{V_j c_j} + \frac{k_0 F}{\rho_j c_{pj} V_j} \right). \end{aligned} \quad (4)$$

Рассмотрим уравнение, связывающее температуру стенки испарителя T_{WE} (выходная величина) с температурой промежуточного теплоносителя T_j и температурой хладагента T_E , которое имеет вид:

$$c_{pw} \rho_w A \cdot \frac{dT_{WE}}{dt} = \pi D_0 \alpha_0 (T_j - T_{WE}) - \pi D_t \alpha_t (T_{WE} - T_E), \quad (5)$$

c_{pw}, ρ_w, A – теплоемкость материала стенки трубы, плотность материала стенки трубы, сечение трубы соответственно;

α_0 – коэффициент теплоотдачи от промежуточного теплоносителя к стенке трубы;

α_t – коэффициент теплоотдачи от хладагента к стенке трубы.

Уравнения, связывающие изменение температуры хладагента в испарителе (выходная величина), а также температуру стенки трубы испарителя и массу хладагента в испарителе [5,6]

$$\frac{dT_E}{dt} = \frac{\pi D_t \alpha_l}{kh_{lg}} l (T_{WE} - T_E) + \frac{x_0}{k} \dot{m}_{in} - \frac{1}{k} \dot{m}_{out}, \quad (6)$$

$$k = V \frac{d\rho_g(T_E)}{dT_E}. \quad (7)$$

\dot{m}_{in} – массовый расход среды на входе в испаритель; \dot{m}_{out} – массовый расход хладагента на выходе испарителя или то же самое, что массовый расход газа на выходе из компрессора, который зависит от давлений нагнетания и всасывания компрессора, V – объем испарителя.

Очевидно, что температура хладагента зависит также от коэффициента теплоотдачи хладагента, т.е. от скорости циркуляции. Массовый расход хладагента на входе в испаритель зависит от степени открытия регулирующего клапана в циркуляционном контуре ТНУ, давления на выходе из компрессора и давления на входе в испаритель [5].

Передаточная функция, описывающая динамику изменения температуры промежуточного теплового агента на выходе из испарителя, в зависимости от температуры промежуточного теплового агента на входе в испаритель имеет следующий вид (по аналогии с [7,8]):

$$W_{EH}(p) = \frac{Y_2(p, L)}{Y_2(p, 0)} = e^{-\frac{\tau}{a(p)}}. \quad (8)$$

Где, $\tau = \frac{L}{v}$, v – средняя скорость промежуточного теплового агента в межтрубном пространстве испарителя, L – средняя длина пути промежуточного теплового агента в межтрубном пространстве испарителя.

Очевидно, что с ростом интенсивности брожения необходимо увеличить скорость циркуляции промежуточного хладагента и разность скоростей на входе и выходе из испарителя.

Рассмотрим уравнение динамики стенки испарителя].

$$T_{EW} \frac{dT_{we}}{dt} + T_{we} = T_e + \frac{T_2}{1+\chi} + \frac{\chi T_E}{1+\chi}. \quad (9)$$

$$T_{EW} = \frac{M_{we} c_{we}}{F_{exw} \alpha_{2ew} (1+\chi)}, \quad (10)$$

где,

M_{we} – масса 1 м стенки трубы испарителя;

$\alpha_{1ew}, \alpha_{2ew}$ – коэффициенты теплообмена на внутренней и наружной поверхностях трубы испарителя;

c_{we} – удельная теплоемкость стенки трубы испарителя,

$$\chi = \frac{F_{ixw} \alpha_{1ew}}{F_{exw} \alpha_{2ew}}. \quad (11)$$

T_E – температура хладагента в испарителе,

T_2 – температура промежуточного теплоносителя на входе в испаритель.

Обозначим: $k_T = \frac{\chi}{1+\chi}$; $k_0 = \frac{1}{1+\chi}$, $T_E = \frac{k h_{lg}}{\pi D_t \alpha_l l}$; $k = V \frac{d\rho_g(T_e)}{dT_e}$; $h_{lg} = h_g - h_l$.

$k_M = T_E$;

Для оценки влияния температуры испарителя на температуру во вторичном контуре воспользуемся следующим уравнением:

$$v M_f c_f \frac{\partial T_2}{\partial l} + M_f c_f \frac{\partial T_2}{\partial t} = F_{exv} \alpha_{2ew} (T_{WE} - T_2) \quad (12)$$

Преобразуем это уравнение в операторную форму, подразумевая в дальнейшем под значениями величин температур их приращения относительно установившихся (базовых) значений.

$$vM_f c_f \frac{dT_2}{dl} + M_f c_f p T_2 = F_{exv} \alpha_{2ew} (T_{WE} - T_2),$$

$$\frac{vM_f c_f}{F_{exv} \alpha_{2ew}} \frac{dT_2}{dl} + \frac{M_f c_f p}{F_{exv} \alpha_{2ew}} T_2 + T_2 = T_{WE}.$$

$$T_{FL} = \frac{M_f c_f}{F_{exv} \alpha_{2ew}}$$

$$vT_{FL} \frac{dT_2}{dl} + p T_{FL} T_2 + T_2 = T_{EW},$$

$$vT_{FL} \frac{dT_2}{dl} + T_2 (T_{FL} p + 1) = T_{EW},$$

$$a_1(p) = \frac{T_{FL}}{T_{FL} p + 1},$$

$$v a_1(p) \frac{dT_2}{dl} + T_2 = \frac{a_1(p)}{T_{FL}} T_{EW},$$

Передаточная функция, описывающая динамику изменения температуры промежуточного теплового агента на выходе испарителя $T_E(p)$ в зависимости от температуры стенки $T_{EW}(p)$ в испарителе, имеет следующий вид [16]:

$$W_{JE}(p) = \frac{T_E(p)}{T_{EW}(p)} = a_1(p) \left(1 - e^{-\frac{L}{v \cdot a_1(p)}} \right). \quad (13)$$

Структурная схема блока ТНУ, связывающего температуру в резервуаре с суслом, скорость циркуляции промежуточного теплоносителя, температуру испарителя и расход хладагента через него, имеет вид (рис.1). Как известно при проектировании систем управления температурой в резервуарах часто используют каскадные системы, в которых контур стабилизации является внутренним. В связи с этим рассмотрим тепловой насос с такой системой управления.

Рассмотрим задачу компенсации скачкообразного возмущения по температуре теплоносителя в рубашке резервуара путем изменения температуры испарителя и скорости циркуляции промежуточного теплоносителя.

Закон стабилизации температуры теплоносителя в рубашке резервуара выбираем в следующем виде:

$$u_1(p) = K_{11} \varepsilon_1(p) + \frac{K_{21}}{p} \varepsilon_1(p) + k_{31} T_{JAC}(p) + k_{41} T_R(p), \quad (14)$$

$$u_2(p) = K_{12} \varepsilon_2(p) + \frac{K_{22}}{p} \varepsilon_2(p) + k_{32} T_{JAC}(p) + k_{42} T_R(p). \quad (15)$$

Как видно из формул, закон управления представляет собой комбинацию ПИ-регулятора и сигналов рассогласования с различными значениями запаздывания и функциональным преобразованием.

Как показали результаты моделирования введение дополнительных опережающих сигналов по температуре промежуточного теплоносителя после разделительного

резервуара и после испарителя оказывает стабилизирующий эффект на переходный процесс, позволяя снизить колебательность процесса и обеспечить нулевую статическую ошибку.

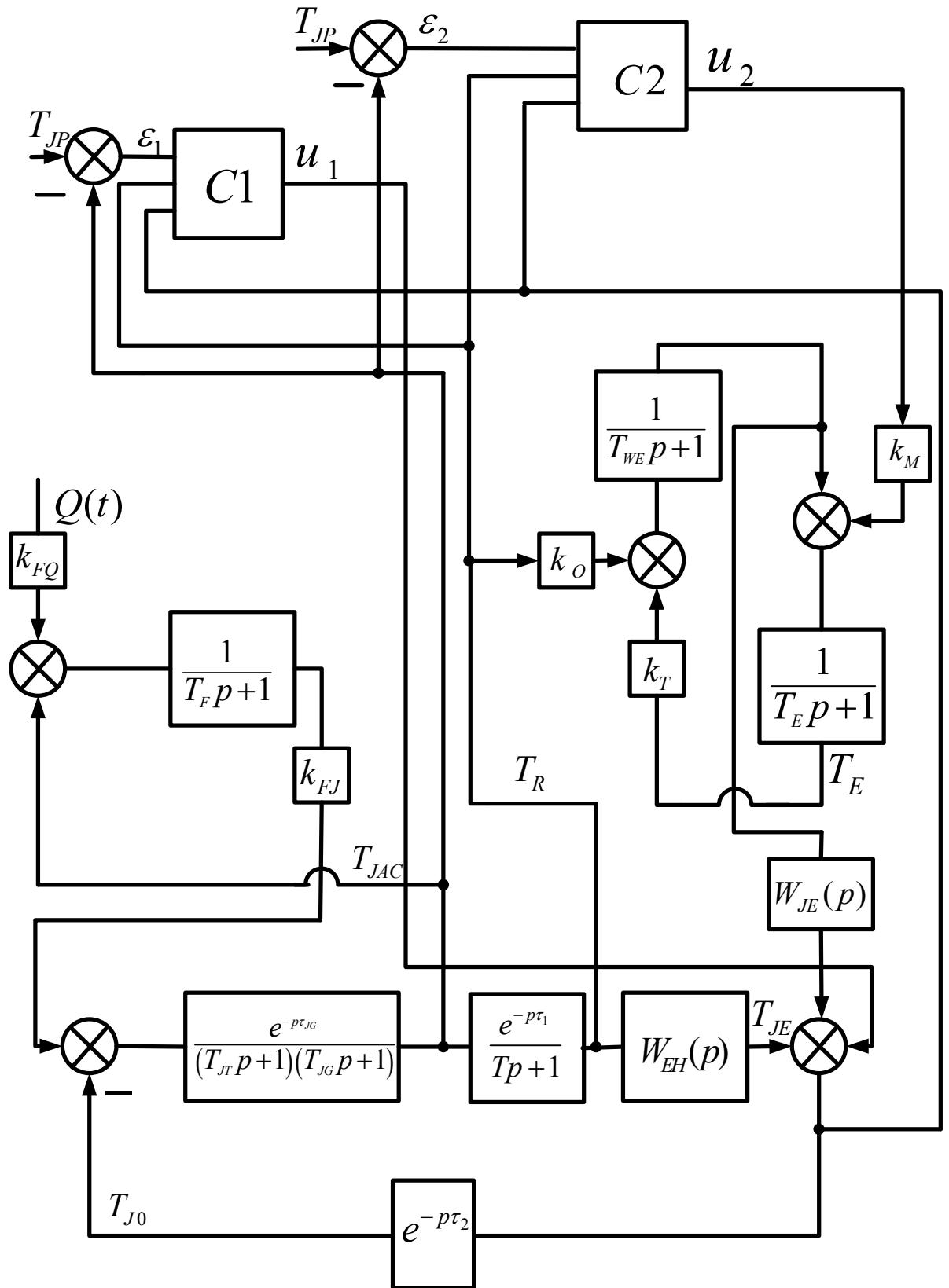


Рис. 1. Структурная схема промежуточного контура и его системы управления.

Исходные данные для моделирования.

1. Параметры звена, описывающего тепловую инерцию рубашки: $T = 10; k = 1$;
2. Параметры звена, описывающего гидравлическую инерцию рубашки: $T = 100; k = 1; \tau = 30$.
3. Параметры звена, описывающего промежуточный сосуд и насос подачи: $T = 20; k = 1; \tau = 30$.
4. Испаритель: $T = 0, 6; k = 0, 6; \tau = 5$.

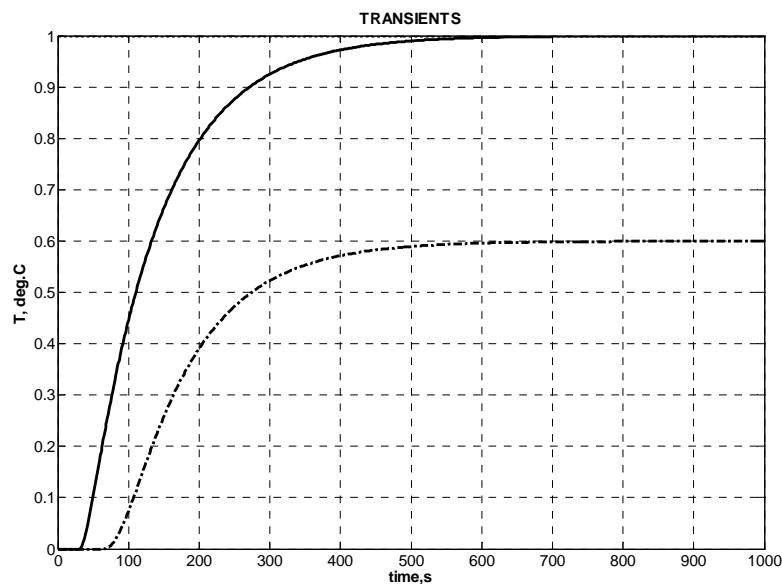


Рис. 2. Зависимость сигнала по температуре на выходе и входе рубашки как объекта управления при скачкообразном единичном входном сигнале на входе в рубашку (сплошная линия – сигнал на выходе из рубашки, штрих – пунктирная линия – сигнал на выходе из испарителя).

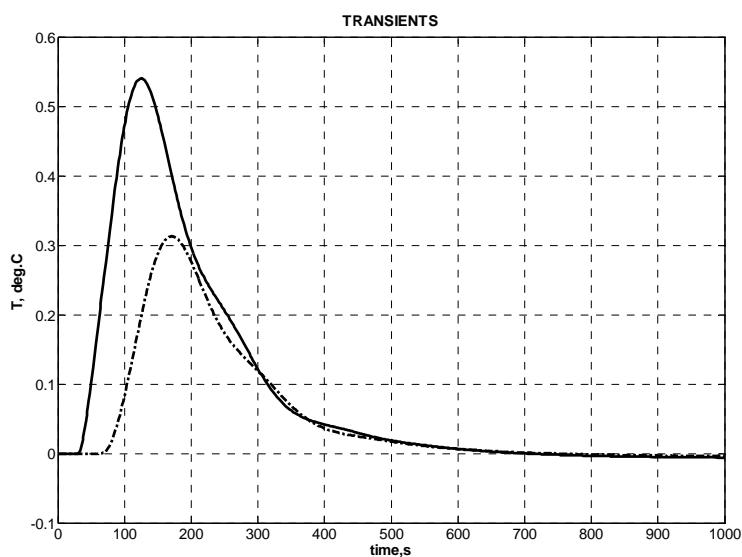


Рис. 3. Зависимость сигнала по температуре на выходе и входе рубашки как объекта управления в системе с регулированием режима изменением расхода (сплошная линия – температура теплоносителя на входе в рубашку, пунктирная – температура теплоносителя на выходе из рубашки).

Выводы

1. Закон управления температурой в рубашке контура промежуточного теплоносителя с использованием ПИ-регулятора и дополнительных сигналов по температурам промежуточного теплоносителя обеспечивает стабилизацию температуры в широком диапазоне изменения параметров промежуточного контура теплового насоса.
2. Введение дополнительных сигналов по температуре промежуточного теплоносителя после разделительного резервуара и после испарителя оказывает стабилизирующий эффект на переходный процесс изменения температуры в рубашке, позволяя снизить колебательность процесса и обеспечить нулевую статическую ошибку.

Литература

1. Шабанов В.Е. «Применение кольцевых теплонасосных систем» www.mammoth-russia.ru/info/info_1.doc
2. Руководство по применению тепловых насосов с использованием вторичных энергетических ресурсов и нетрадиционных возобновляемых источников энергии <http://www.combienergy.ru/npb76p3.html>
3. B. Roffel, B. Betlem Process Dynamics and Control. Modeling for Control and Prediction. John Wiley, 2006, ISBN-13: 978-0-470-01663-3.
4. Эрриот П. Регулирование производственных процессов. Пер. с англ., М., «Энергия», 1967, 480 с.
5. Tao Cheng, Xiang-Dong He, H. Harry Asada “Nonlinear Observer Design for Two-Phase Flow Heat Exchangers of Air Conditioning Systems”, Proceedings of the 2004 American Control Conference, Boston, Massachusetts, Denver, Colorado June 30, - July 2, 2004, p. 1534–1539.
6. Шит Б.М. Моделирование регулируемого контура промежуточного теплоносителя теплонасосной установки (часть I). Problemele Energeticii Regionale, N2(10) 2009, http://ieasm.webart.md/data/m71_2_105.doc.
7. Автоматическое управление в химической промышленности: Учебник для вузов. Под ред. Е.Г. Дудникова. – М.; Химия. 1987. 368 с.
8. Шевяков А.А. и Яковлева Р.В. Инженерные методы расчета динамики теплообменных аппаратов. – М.: Машиностроение, 1968.– 240 с.

Сведения об авторах:

Шит Михаил Львович – к.т.н., зав. Лабораторией «Энергетической эффективности и систем управления» Института энергетики АНМ. Область научных интересов: тепловые насосы на диокside углерода, автоматическое управление технологическими процессами в энергетике, промышленности, сельском хозяйстве. E-mail: mihail_sheet@yahoo.com

Андронатий Николай Родионович – академик АН Молдовы, доктор технических наук. Область научных интересов: моделирование систем управления, вычислительная техника. E-mail: ieasm@ie.asm.md.

Шит Борис Михайлович – инженер-программист Института энергетики АНМ. Область научных интересов: тепловые насосы на диокside углерода, автоматическое управление технологическими процессами в энергетике, промышленности, сельском хозяйстве. E-mail: boris@fld.rambler.ru

ANALIZA SITUAȚIEI ÎN DOMENIUL CELULELOR FOTOVOLTAICE PE PIAȚA INTERNAȚIONALĂ ȘI NAȚIONALĂ

M.Tîrșu, M.Uzun

Institutul de Energetică al AŞM, or. Chișinău, Republica Moldova

Rezumat. În lucrare se analizează structurile existente de celulele fotovoltaice, parametrii acestora, ținând cont de durata de viață, randament și cost. S-a stabilit, că randamentul acestora variază de la unități de procent până la câteva zeci de procent. Cele cu randament înalt peste (20%) au un cost de 5-10 ori mai mare ca cele cu randament de până la 15%. Pe piața Republicii Moldova se comercializează numai panouri cu celule fotovoltaice de randament până la 15%. Durata de viață este cuprinsă între 20 și 30 de ani, iar după 15 ani de viață randamentul celulelor solare se reduce cu 10%. În plus, acesta mai depinde și de temperatura mediului și se reduce cu aproximativ 0,3% la fiecare grad, parametrii tehnici fiind dați pentru temperatură de 25°C. Totodată, se menționează că în timpul apropiat se va pune accentul pe celulele solare organice care în prezent au un randament la nivel de 5-7%. Pentru a crea o nouă generație de celule solare cea mai promițătoare este considerată construcția, în care stratul de siliciu nanocrystalin este încorporat între straturi subțiri de siliciu amorf. Aceasta oferă o eficiență foarte mare a bateriei, în plus, ea elimină necesitatea de substraturi masive din monocristale de siliciu, consumul acestui material scump se reduce.

Cuvinte-cheie: celule, module, traductoare, baterii fotovoltaice, conversia luminii solare în energie electrică.

ANALYSIS OF THE SITUATION IN PHOTOVOLTAIC CELLS ON THE NATIONAL AND INTERNATIONAL MARKET

M.Tîrșu, M.Uzun

Institute of Power Engineering of the ASM, Kishinau, Republic of Moldova

Abstract. The paper is aimed to analyses of existing photovoltaic cells, its parameters, considering lifetime, efficiency and price. It was established, that efficiency of PV cells is situated in range of 5-30 percents. The PV cells with high efficiency (more than 20%) have a cost in 5-10 times more than PV cells with efficiency up to 15%. On the market of Republic Moldova are commercialized PV cells with efficiency up to 15% only. The lifetime of PV cells are situated between 20 and 30 years and after 15 years of life service its efficiency decreasing on about 10%. Additional, efficiency of PV cells depends also from temperature of environment and decreasing on 0,3% on each degree. It technical parameters a given at temperature of 25°C of environment. At the same time, it can be underlined, that in near future the development of PV cells will be aimed to using of organic cells which now have efficiency about 5-7%. In order to develop a new generation of PV cells more usefully it can be considered design, where nanocrystal silicon layer is infed between thin layers of amorphous silicon. It offer a very high efficiency of PV battery, and more, it is possible to exclude bulkiness intermediate layers from silicon monocrystal and as a result the material cost decreasing.

Key words. PV cells, modules, conversion of solar energy into electrical.

АНАЛИЗ СИТУАЦИИ В ОБЛАСТИ ФОТОЭЛЕМЕНТОВ НА МЕЖДУНАРОДНОМ И НАЦИОНАЛЬНОМ РЫНКАХ

М.Тыршу, М.Узун

Институт Энергетики АН Молдовы, г. Кишинев

Аннотация. В работе выполнен анализ существующих фотоэлементов, их параметры, учитывая срок службы, эффективность и стоимость. Было установлено, что их эффективность изменяется от единиц до десятков процентов. Ячейки с высоким КПД (более 20%) имеют стоимость в 5-10 раз выше по сравнению с теми у которых КПД составляет 15%. На рынке Республики Молдова продаются только панели

фотоэлементов, имеющие КПД до 15%. Их срок службы составляет от 20 до 30 лет, а после 15 лет эксплуатации их КПД снижается на 10%. Более того, КПД зависит и от температуры окружающей среды и снижается на 0,3% на каждый градус, а параметры заданы для температуры 25 °C. В ближайшем будущем будут пользоваться спросом органические фотоэлементы, имеющие в настоящее время КПД 5-7%. Для создания нового поколения фотоэлементов самой подходящей структурой считается та, в которой слой нанокристаллического кремния встраивается между тонкими слоями аморфного кремния. Это обеспечивает очень большой КПД фотопанели и исключает необходимость в громоздких подслоях монокристаллического кремния, уменьшая использование этого дорогого материала.

Ключевые слова: фотоэлемент, модули, преобразование солнечной энергии в электрическую энергию.

Introducere

Republica Moldova este o țară, practic integral dependentă de importul surselor energetice (importă peste 95%). Creșterea permanentă a prețurilor la resursele primare fac ca situația energetică a Moldovei să devină și mai acută. În general problema asigurării cu surse energetice este actuală nu numai pentru țara noastră, dar și pentru restul țărilor. În acest context fiecare țară trebuie să soluționeze această problemă prin diverse căi, inclusiv prin majorarea cotei surselor regenerabile în balanța consumului total de energie. Aceasta conduce nu numai la majorarea securității energetice, dar și la reducerea emisiilor de CO₂. Pentru Republica Moldova este important ca să pună accentul pe acele surse de energie regenerabilă, care prevalează pe teritoriul său. În această direcție se poate pune accentul pe biomasă și energia solară. Dar aici trebuie de ținut cont de faptul, că în ultima perioadă problema securității alimentare devine una globală, fapt ce impune multe țări revederea programelor sale de utilizare a biocombustibilului. Republica Moldova ar trebui să pună accentul pe energia solară pentru obținerea atât a energiei termice, cât și solare, fiind o țară cu peste 260 zile solare pe an.

Programul de asimilare a energiei regenerabile a Republicii Moldova prevede instalarea a peste 260 mii m² de colectoare solare, inclusiv 200 mii m² pentru uscarea fructelor și legumelor, 60 mii m² pentru încălzirea apei. Paralel cu colectoarele solare crește continuu utilizarea celulelor fotovoltaice pentru obținerea energiei electrice. Aceasta este determinată și de faptul creșterii randamentului de conversie a energiei solare de către aceste elemente, precum și dezvoltarea noilor soluții tehnice de obținere a lor.

Racordându-se la tendințele de utilizare crescândă a cantității de energie regenerabilă ale țărilor Comunității Europene, SUA și altele Republica Moldova a adoptat Strategia Energetică a Moldovei până în 2020, care prevede asimilarea diferitor tipuri de energie regenerabilă, printre care ponderea energiei solare să nu fie mai mică de 10%. Dar luând în considerare ultimele tendințe, se poate de presupus că de fapt pentru Republica Moldova această energie ar trebui să depășească cu mult acest nivel.

Indiferent de tipul energiei utilizate pentru a face față cerințelor contemporane este strict necesar de utilizat numai acele tehnologii, care sunt cele mai eficiente și de perspectivă. Aici trebuie de menționat, că cota energiei la o unitate de producție în Republica Moldova este de 2-3 ori mai mare ca în CE. Din aceste considerente, printre sarcinile de bază ale Republicii Moldova se situează majorarea eficienței energetice – fie prin modificarea tehnologiilor, fie prin renovarea instalațiilor utilizate.

Astfel, sarcina de bază a lucrării a fost selectarea celor mai performante tipuri de celule fotovoltaice, cu considerarea costului și duratei de exploatare pentru conversia energiei solare în energie electrică, cercetarea modului optimal de conectare a celulelor fotovoltaice pentru reducerea pierderilor de energie.

Considerații generale

Celulele fotovoltaice pot fi clasificate după mai multe criterii [1]. Cel mai folosit criteriu este după grosimea stratului materialului. Se deosebesc celule cu strat gros și celule cu strat subțire.

Un alt criteriu este felul materialului: se întrebunează, de exemplu, ca materiale semiconductoare combinațiile CdTe, GaAs sau CuInSe, dar cel mai des folosit este siliciul. După structura de bază deosebim materiale cristaline(mono-/policristaline) respectiv amorse.

În fabricarea celulelor fotovoltaice pe lângă materiale semiconductoare, mai nou, există posibilitatea utilizării și a materialelor organice sau a pigmentelor organici.

1. Celule pe bază de siliciu

Strat gros

- Celulele monocristaline (c-Si), cu randament mare și în producția în serie pot atinge până peste 20 % randament energetic.
- Celulele policristaline (mc-Si), care la producția în serie a atins deja un randament energetic de peste la 16 %.

Strat subțire

- Celulele cu siliciu amorf (a-Si), ce constituie cel mai mare segment de piață la celule cu strat subțire; randament energetic al modulelor de la 5 la 7 %;
- Celulele pe bază de siliciu cristalin, ex. microcristale (μ c-Si), în combinație cu siliciul amorf randament mare; tehnologia aceeași ca la siliciul amorf.

2. Semiconductoare pe bază de elemente din grupa III-V.

- Celulele cu GaAs randament mare, foarte stabil la schimbările de temperatură, la încălzire o pierdere de putere mai mică decât la celulele cristaline pe bază de siliciu, robust vizavi de radiația ultravioletă, tehnologie scumpă, se utilizează de obicei în industria spațială (GaInP/GaAs, GaAs/Ge)

3. Semiconductoare pe bază de elemente din grupa II-VI

- Celulele cu CdTe, utilizează o tehnologie foarte avantajoasă CBD(depunere de stări subțiri pe suprafețe mari în mediu cu pH , temperatură și concentrație de reagent controlate) ; în laborator s-a atins un randament de 16 %, dar modulele fabricate până acum au atins un randament sub 10 %, nu se cunoaște fiabilitatea. Din motive de protecția mediului este improbabilă utilizarea pe scară largă.

4. Celulele CIS, CIGS

- CIS este prescurtarea de la Cupru-Indiu-Diselenid produs în stație pilot la firma Würth Solar în Marbach am Neckar, respectiv Cupru-Indiu-Disulfat la firma Sulfurcell în Berlin, iar CIGS pentru Cupru-Indiu-Galiu-Diselenat produs în stație pilot în Uppsala/Suedia.

5. Celulele solare pe bază de compuși organici.

- Tehnologia bazată pe chimia organică furnizează compuși care pot permite fabricarea de celule solare mai ieftine. Prezintă, totuși, un impediment faptul că aceste celule au un randament redus și o durată de viață redusă (max. 5000h).

6. Celulele pe bază de pigmenti.

- Numite și celule Grätzel utilizează pigmenți naturali pentru transformarea luminii în energie electrică; o procedură ce se bazează pe efectul de fotosinteză. De obicei sunt de culoare mov.

7. Celulele cu electrolit semiconductor.

- De exemplu soluția: oxid de cupru/NaCl. Sunt celule foarte ușor de fabricat dar puterea și siguranța în utilizare sunt limitate.

8. Celulele pe bază de polimeri.

- Deocamdată se află doar în fază de cercetare.

Dacă considerăm randamentul celulelor egal cu 16%, atunci acestea pot ceda o putere de 160 W / m². Însă, incluse în module puterea pe suprafață va fi mai scăzută pentru că între celule și marginea modulului este o distanță. Randamentul este raportul dintre puterea debitată de panou și putere conținută în lumina incidentă totală. Semiconductoare cu zona interzisă stabilă utilizează doar o parte a luminii solare. Randamentul teoretic maxim ce poate fi atins în acest caz este de 33 %, pe când randamentul teoretic maxim la sistemele cu mai multe benzi interzise care reacționează la toate lungimile de undă a luminii solare este de 85 %.

Pentru a putea efectua o selectare corectă a celulelor dorite este necesar de cunoscut caracteristicile acestora în funcție de performanță randament, durată de viață, cost [2]. În tabelul 1 sunt prezentate caracteristicile pentru cele mai răspândite tipuri de celule comercializate în prezent.

Tabelul 1. Caracteristicile pentru cele mai răspândite tipuri de celule fotovoltaice comercializate în prezent

Material	Randament(AM1,5)	Durată de viață	Costuri
Siliciu amorf	5-10 %	< 20 ani	
Siliciu policristalin	10-15 %	25-30 ani	5 EUR/W
Siliciu monocristalin	15-20 %	25-30 ani	10 EUR/W
Arseniura de galiu (monostrat)	15-20 %		
Arseniura de galiu (două straturi)	20 %		
Arseniura de galiu (trei straturi)	25 % (30% la AM0)	>20 ani	20-100 EUR/W

Actualmente, randamentul celulelor solare (CS) comercializate este de cca 20 %, iar modulele construite cu acestea ating un randament de cca 17 %. Recordul pentru celulele fabricate în condiții de laborator este de 24,7 % (University of New South Wales, Australia), din

care s-au confeționat panouri cu un randament de 22 %, cu un cost de 5-10 Euro/W. Sistemele GaAs au costuri de la 5 până la 10 ori mai mari.

Îmbătrâinirea conduce la scăderea randamentului cu cca 10 % în 25 de ani. Fabricanții dau garanții pe cel puțin 80 % din puterea maximă în 20 de ani.

Rezultatele mai relevante în privința structurilor microamorfe au fost obținute în Japonia [3], unde au fost elaborate CS tandem cu eficiență de 12,88% și fabricată o serie-pilot de 266 module cu eficiență medie de 11,2%. În Germania pentru a elabora module de suprafață 1m² au fost obținute CS din α Si:H și μ cSi:H cu eficiență de 11,2% și 7,2% respectiv [4].

Rezultatele prezentate demonstrează că CS microamorfe au o mare perspectivă de utilizare, deoarece încruncenează avantajele siliciului amorf cu stabilitatea și sensibilitatea ridicată în regiunea undelor lungi ai spectrului radiației solare a siliciului microcristalin.

Este de remarcat, că în realitate îndeosebi vara la prânz, temperatura celulelor solare (în funcție de poziție, condiții de vânt etc.) poate atinge de la 30 până la 60 °C, ceea ce are ca urmare o scădere a randamentului. Din acest motiv se ia în calcul un alt parametru, care indică puterea la temperatură de funcționare normal.

În general, pentru utilizarea în masă a acestor celule fotovoltaice este necesar obținerea tehnologiilor de reducere a costurilor acestora, care actualmente sunt destul de ridicate. Astăzi, baterile din siliciu sunt folosite la electrocentrale solare mari, care sunt create în cadrul programelor privind dezvoltarea energiei alternative, precum și de cetățenii preocupăți de mediul înconjurător și de creșterea tarifelor la energie. Eficiența de transformare a luminii în energie electrică la baterii din siliciu ajunge la 30%, la cei mai apropiati concurenți - celulele solare organice rezultatul bun este considerat la nivel de 5-7%. Pentru a crea o nouă generație de celule solare cea mai promițătoare este considerată construcția, în care stratul de siliciu nanocrystalin este încorporat între straturi subțiri de siliciu amorf: aceasta oferă o eficiență foarte mare a bateriei, în plus, ea elimină necesitatea de substraturi masive din monocristale de siliciu, consumul acestui material scump se reduce.

Caracteristicile celulei fotovoltaice

De regulă, celulele fotovoltaice se caracterizează prin tensiunea de ieșire și curent. Tensiunea de ieșire maximă este între 0,52-0,6V. Curentul variază în funcție de tipul celulei și suprafața acesteia. Fig.1 indică curba curent-tensiunii, iar fig.2 – curba de putere.

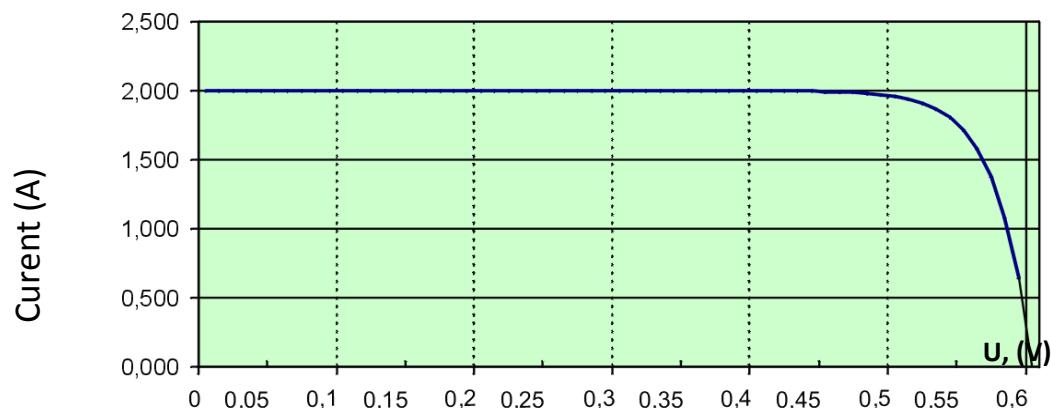


Fig. 1. Caracteristica curent-tensiune a celulei fotovoltaice clasice .

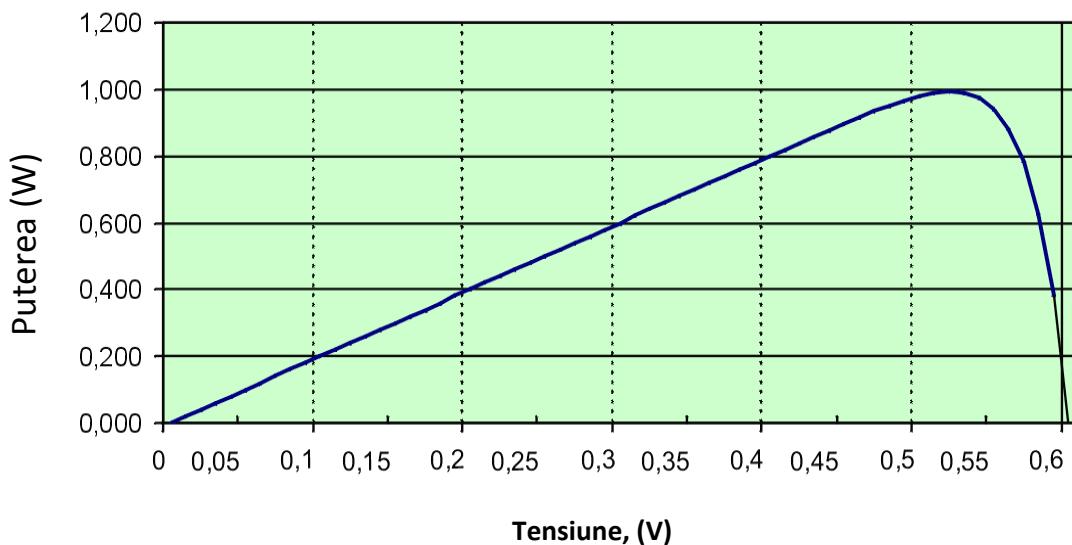


Fig. 2. Caracteristica de putere a celulei fotovoltaice

Din fig.2 este evident, că puterea unei celule este limitată și aceasta se determină de parametrii de fabricare. Pentru a putea obține puterea solicitată, este necesar de conectat mai multe celule în serie / serie-paralel. Conectarea acestora în serie, sau serie-paralel conduce la pierderi de putere, determinate în primul rând de parametrii neidentici a fiecărei celule în parte. Schema echivalentă în baza căreia se poate de analizat procesul de influență a conectării celulelor serie sau serie-paralel este prezentată pe fig. 3.

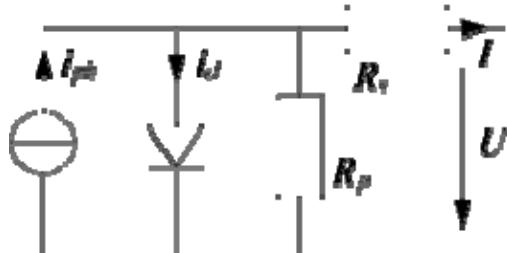


Fig.3. Schema echivalentă a celulei fotovoltaice

Din fig. 3 este evident, că photocurrentul I_{ph} produs de celula fotovoltaică se dividează în diodă (I_d), care și limitează tensiunea de ieșire la nivelul 0,52-0,6V, în rezistență paralelă R_p , determinată de defectele cristalului, impurificări neomogene și defecte de material prin care apar curenți de pierdere care traversează joncțiunea p-n și în rezistență de sarcină R_s . Din aceste considerante, la conectarea celulelor serie, serie-paralel este necesar considerarea pierderilor determinate de R_p și conectarea paralelă a celulelor cu parametri cât mai identici pentru a reduce curenții de circulație internă, astfel majorând randamentul celulei. Totodată, firele utilizate la

conecțare trebuie să aibă o rezistență activă cât mai redusă, întrucât tensiunea de ieșire a celulei este în jur de 0,6 V, adică foarte joasă.

Din considerentele menționate mai sus, producătorii de celule fotovoltaice comercializează panouri de celule fotovoltaice, care de obicei au tensiunea de ieșire de 12-18 volți și diferite puteri. Fiecare panou are specificații parametrii tehnici [5]:

Tensiunea de mers în gol U_{OC}

Curent de scurtcircuit I_{SC}

Tensiunea în punctul optim de funcționare U_{MPP}

Curentul în punctul de putere maximă I_{MPP}

Putere maximă P_{MPP}

Factor de umplere FF

Coeficient de modificare a puterii cu temperatura celulei

Randamentul celulei solare η .

Pentru conectarea mai multor panouri în serie, este necesar să se monteze câte o diodă antiparalel cu fiecare panou. Curentul maxim și tensiunea de străpungere ale diodei trebuie să fie cel puțin egale cu curentul și tensiunea panoului. Dioda pentru mers în gol este conectată la bornele de legătură ale fiecărui panou astfel încât în regim normal de funcționare (panoul debitează curent) are la borne tensiune inversă (catodul diodei legat la polul pozitiv al panoului). Dacă panoul ar fi umbrit sau s-ar defecta nu ar mai debita curent, polaritatea tensiunii la borne să ar schimba și acesta s-ar defecta, sau în cel mai bun caz randamentul acelui lanț de module ar scădea. Acest lucru este împiedicat de dioda „bypass” care preia curentul în acest caz.

Este important de reținut că energia obținută de la celulele fotovoltaice este direct proporțională cu intensitatea luminii [6]. Fig.4 denotă dependența energiei obținute în funcție de intensitatea luminii.

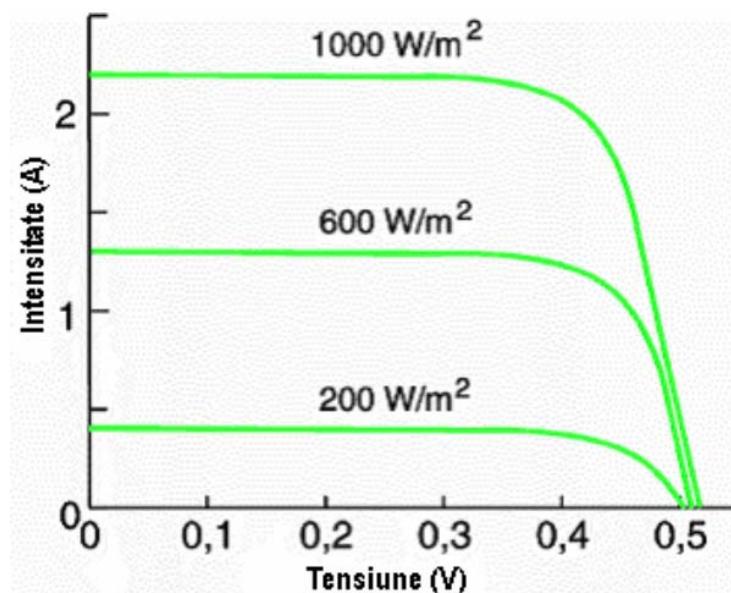


Fig. 4. Tensiunea și intensitatea curentului electric asigurate de o celulă fotovoltaică din Si, la diferite intensități ale radiației solare

În fig. 4 este reprezentată variația tensiunii și a intensității curentului electric asigurate de o

celulă fotovoltaică realizată din siliciu și având dimensiunile de $0,1 \times 0,1\text{m}$. Se observă că tensiunea maximă care poate fi asigurată de celulele fotovoltaice realizate din acest material este de aproximativ $0,5\text{V}$. Valoarea tensiunii maxime care poate fi asigurată, depinde foarte puțin de intensitatea radiației solare, dar valoarea intensității curentului electric, depinde sensibil de acest parametru, prezentând o variație între $0,4\text{A}$ în cazul unei radiații solare de 200W/m^2 și $2,2\text{A}$ în cazul unei radiații solare de 1000W/m^2 . Analizând această curbă se observă că valoarea maximă a puterii se obține în punctul în care intensitatea curentului electric generat de celula fotovoltaică începe să scadă. Acel punct de pe curba de variație a intensității curentului electric, este numit punct de putere maximă PPM, iar puterea maximă corespunzătoare, poartă denumirea de putere în punctul de putere maximă PPPM. Se observă că și în condițiile în care s-a considerat că intensitatea curentului electric este de 3A , ceea ce corespunde unei intensități foarte mari a radiației solare și unei construcții foarte performante a celulei fotovoltaice, puterea maximă pe care o poate atinge celula fotovoltaică este de cca. $1,35\text{W}$, ceea ce sugerează din nou necesitatea legării în serie a mai multor celule în vederea obținerii unor panouri fotovoltaice, fiind capabile să asigure putere de cca. $10\dots 250\text{W}$.

Trebuie menționat și faptul că performanțele panourilor fotovoltaice sunt dependente de temperatură. Astfel cu cât crește temperatura, cu atât scade și eficiența panourilor fotovoltaice de a converti energia radiației solare în curent electric. Se poate considera, ca valoare orientativă, o reducere a eficienței panourilor fotovoltaice cu $0,3\%$, pentru fiecare grad de creștere a temperaturii. De regulă, performanțele electrice ale panourilor fotovoltaice sunt indicate la temperatura de 25°C .

Panourile solare fotovoltaice sunt, de obicei, combinate în module care dețin aproximativ 40 de celule. Un număr mai mare din aceste module pot forma unități de câțiva metri. Aceste panouri sunt plate și pot fi montate la un unghi de expunere sud-fix sau ele pot fi montate pe un dispozitiv de urmărire a soarelui care să le permită să capteze cât mai bine lumina soarelui în decursul unei zile. Mai multe panouri interconectate pot furniza suficientă energie pentru o putere de uz casnic.

Conceptul sistemului fotovoltaic de asigurare cu energie a unei suprafete din blocul IFA

Pentru efectuarea testelor practice privind funcționarea panourilor fotovoltaice în condițiile Republicii Moldova și în vederea elaborării recomandărilor privind tipul celulelor fotovoltaice benefice pentru Moldova, modul de conectare ale acestora, orientarea după soare, precum și elaborarea metodei de calcul a puterii necesare de instalat a panourilor fotovoltaice în funcție de necesarul de energie cu utilizarea stocului și utilizarea directă s-a elaborat conceptul unui sistem complex fotovoltaic fig. 5.

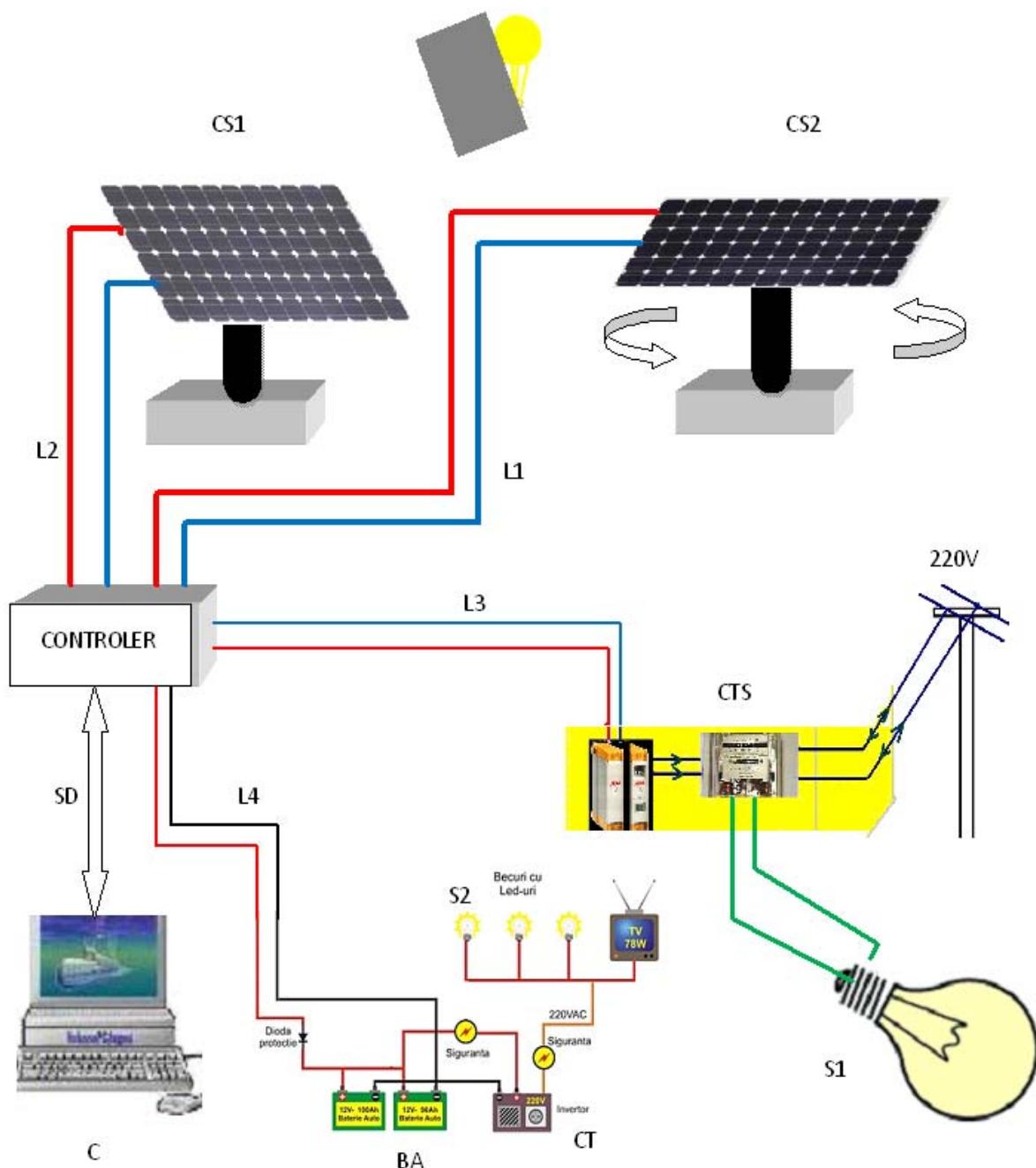


Fig.5. Conceptul de realizare a sistemului complex de alimentare cu energie electrică a unei suprafete a blocului IFA și monitorizare a parametrilor panourilor solare.

Legendă:

- CS1 – panou solar cu putere de 180W cu fixare rigidă;
- CS2 – panou solar cu putere de 180W cu rotație programată;
- CTS – convertor tensiune sincron;

S1, S2 – sarcini;

CT – convertor tensiune;

L1, L2, L3, L4 – linii (cabluri) de conexiune a echipamentelor respective la controler;

SD – şina de date;

BA – baterie de acumulatoare.

Conceptul prezentat în fig.5 prevede următoarele. Institutul de Energetică are la moment procurate 2 panouri fotovoltaice fiecare având respectiv 80W și 90W. Aceste panouri se prevede a fi instalate pe acoperișul blocului IFA. Un panou va fi montat rigid cu orientare optimală spre soare pentru a avea o eficiență maxim posibilă pe durata zilei. A doilea panou va fi montat pe un suport mecanic, care poate fi orientat atât în plan orizontal, cât și plan vertical. Orientarea acestuia se va face după un program special de pe calculator. Cablurile de ieșire a panourilor vor fi conectate la controler care are conexiune cu calculatorul prin șina de date, ce va da posibilitate monitorizarea parametrilor acestora, reglarea poziției de orientare a panoului CS2, controlul nivelului de încărcare a bateriei de acumulatoare (BA).

Energia electrică obținută de la celulele solare se va utiliza în două moduri – direct și prin stocare. Modul direct presupune conectarea șinelor de ieșire a celulelor solare la un convertor specializat, care se sincronizează cu rețeaua electrică și produce energie electrică de la celulele solare cu parametrii identici celor din rețea. Astfel, funcționând în paralel cu rețeaua va reduce consumul de energie. Al doilea mod de funcționare, prevede stocarea energiei în acumulatoare, iar de acolo prin intermediul convertorului de tensiune CT va fi transformată în 220V, 50Hz și va alimenta o sarcină separată.

Este planificat, ca tot corridorul etajului 4 al blocului IFA să fie montat cu becuri de tip LED, ce au un consum redus de energie. Acest sistem de iluminare va fi dirijat de traductoare de mișcare și lumină pentru a obține o economie maxim posibilă. În rezultatul acestei lucrări se preconizează determinarea suprafețelor optime de panouri necesare în funcție de necesarul de energie, determinarea poziționării eficiente sau modul de rotire pentru a avea un randament mai înalt.

Concluzii

1. Celulele solare se divizează după structura sa fizică, iar randamentul acestora în funcție de tip poate varia de la 5% până la 30%. Cu cât este mai mare randamentul, cu atât este mai mare costul acestor celule și acesta poate să difere de 5-10 ori. În același timp, celulele solare se caracterizează prin durata de viață, care este între 20 și 30 de ani. Parametrii tehnici ai acestora depind de mai multe condiții, inclusiv și de temperatura mediului înconjurător. S-a stabilit. Că randamentul celulelor se reduce cu 0,3% la fiecare grad. Parametrii tehnici, de obicei, sunt dați pentru temperatura de 25°C.

2. Puterea unitară a unei celule este de maximum 1.3-1.5W. Din aceste considerente, acestea se asamblează în panouri, iar numărul maximal de celule într-un panou poate atinge 40. Aceste celule se conectează în serie, din care cauză tensiunea de ieșire poate atinge până la 18-20V. Pentru obținerea puterii solicitate este necesar de conectat aceste panouri în serie sau serie-paralel în funcție de tensiunea primară a echipamentului care este alimentat de la aceste panouri. Montarea în panouri a celulelor duce la reducerea cu câteva unități de procent.

3. Panourile de celule comercializate cel mai larg pe piețele noastre au un randament de până la 15% și un cost în jur de 5 euro/W. La procurarea acestora este necesar de ținut cont de durata

de viață a acestora, condițiile de exploatare pentru a obține un randament maximal. Totodată, amplasarea acestora trebuie să fie astfel, ca pe durata zilei să cadă cât mai multă lumină solară, iar razele incidente să aibă un unghi perpendicular. Este de dorit prevederea posibilității de rotire a acestora pe parcursul zilei, ca incidența razelor solare să fie mereu perpendiculară. Utilizarea pe larg a celulelor solare este împiedicată de costul înalt al acestora. La moment se pune accentul pe celulele solare organice care în prezent au un randament la nivel de 5-7%. Pentru a crea o nouă generație de celule solare cea mai promițătoare este considerată construcția, în care stratul de siliciu nanocrystalin este încorporat între straturi subțiri de siliciu amorf. Aceasta oferă o eficiență foarte mare a bateriei, în plus, ea elimină necesitatea de substraturi masive din monocristale de siliciu, consumul acestui material scump se reduce.

4.S-a elaborat conceptul de realizare practică a unui sistem complex fotovoltaic, care va permite asigurarea unei suprafețe a blocului Institutului de Fizică Aplicată cu energie electrică cu monitorizarea automată a parametrilor. În baza rezultatelor obținute se vor elabora recomandări pentru utilizarea eficientă a acestor panouri solare în condițiile Republicii Moldova.

Mulțumiri

Cercetările au fost elaborate cu suportul Academiei de Științe a Moldovei în cadrul proiectului bilateral Moldova-Ucraina Nr.15/UA „Conversia energiei solare în energie electrică în baza traductoarelor fotovoltaice (baterii)”.

Bibliografie

- [1] http://ro.wikipedia.org/wiki/Celul%C4%83_solar%C4%83
- [2] <http://oregonstate.edu/~ecclese/files/Term%20Paper.pdf>
- [3] H.Takatsuka, Y.Yamauchi, M.Fukahawa, H.Mashima, K.Kawamura, K.Yamaguchi, T.Nishimiy, Y.Takeuchi. High efficiency thin film solar modules. Proc. of the 21-th European PV Solar Energy Conf. Dresden, 2006, p.1531-1534.
- [4] B.Rech, T.Repmann, S.Wieder, M.Ruske, U.Stephan. A new concept for mass production of large area thin film silicon solar cells on glass. Thin Solid Films, 2006, vol.502, p.300-305
- [5] http://ro.wikipedia.org/wiki/Panou_solar
- [6] http://www.termo.utcluj.ro/regenerabile/5_2.pdf