УПРАВЛЯЕМЫЕ ШУНТИРУЮЩИЕ РЕАКТОРЫ ДЛЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

ДОЛГОПОЛОВ А.Г., КОНДРАТЕНКО Д.В.,

ОАО «Электрические управляемые реакторы», г. Москва, УКОЛОВ С.В., ОАО «ЗАПОРОЖТРАНСФОРМАТОР», Украина, ПОСТОЛАТИЙ В.М., Институт энергетики АН Молдовы

Аннотация. В статье изложены результаты исследований и разработок управляемых шунтирующих реакторов переменного тока (УШР). Проведен анализ отечественного и зарубежного опыта разработок и внедрения УШР, оценена эффективность их применения в энергетических системах, приведены результаты испытаний ряда образцов УШР-220 кВ и выше. Описаны конструктивные схемные особенности УШР, даны технические характеристики УШР-220, 500 кВ. Показаны перспективы широкого внедрения УШР для управления режимами энергетических систем. Применение УШР в сочетании с другими устройствами регулирования типа FACTS позволяет на базе высоковольтных линий повышенной пропускной способности создавать управляемые электропередачи нового поколения, которые отвечают всем необходимым требованиям современных развивающихся энергетических систем и их объединений.

Ключевые слова: управляемые шунтирующие реакторы (УШР), средства регулирования, электроэнергетические системы, управляемые линии электропередачи.

REACTOARE CONTROLATE ȘUNTATE PENTRU REȚELELE ELECTRICE

Dolgopolov A.G., Condratenko D. V.,

SA " Reactoare electrice dirijate", Moscova, Ucolov S.V., SA "Zaporoztransformator", Ucraina, Postolati V.M., Institutul de Energetică al Academiei a Moldovei

Rezumat. Lucrarea prezintă rezultatele cercetării și dezvoltării reactoarelor controlate șuntate (RCS) de curent alternativ. O analiză a experienței interne și externe de dezvoltare și implementare a RCS este prezentată, a fost evaluată eficacitatea implementării lor în sistemele energetice, sunt prezentate rezultatele testărilor unui număr de RCS - 220 kV și mai sus. Caracteristicile constructive ale RCS sunt descrise și prezentate caracteristicile tehnice ale RCS - 220, 500 kV. Se prezintă perspectivele pentru implementare pe scară largă a RCS pentru dirijarea regimurilor sistemelor energetice. Aplicarea de RCS în complet cu alte dispozitive de control, cum ar fi de tip FACTS, permite pe baza unor linii de înaltă tensiune și de înaltă capacitatea de transport de a crea sisteme de transport a energiei electrice de o generație nouă pentru a satisface toate cerințele necesare actuale ale sistemelor energetice în curs de dezvoltare și interconexiunea acestora.

Cuvinte - cheie: reactor controlat șuntat (RCȘ), mijloace de reglementare, sisteme energetice, linie de transport dirijate.

CONTROLLED SHUNT REACTORS FOR ELECTRIC NETWORKS Dolgopolov A.G., Kondratenko D.V, JSC "Electric operated reactors", Moscow, Ukolov S.V., JSC "Zaporozhtransformator", Ukraine, Postolaty V. M., Institute of Power Engineering of Academy of Sciences of Moldova

Abstract. The article presents results of the research and design of controlled shunt alternative current reactors (CSR). The analysis of domestic and foreign experience of the development and deployment of CSR is performed, the effectiveness of their applications in power systems is assessed and results of the tests of samples CSR-220 kV and above are shown. Constructive features of CSR circuit are described; technical characteristics of the CSR-220, 500 kV are given. The prospects for widespread introduction of CSR for the control of power systems regimes are shown. The application of CSR in combination with other control devices such as FACTS allows, based on high-voltage lines of high capacity, creating controlled transmission lines of new generation, which corresponds to all necessary requirements with time-developing power systems and its associations. **Keywords**: controlled shunt reactor (CSR), means of regulation, power systems, controlled transmission line.

Введение

В настоящее время в электроэнергетике стран СНГ и зарубежных стран большое значение придается созданию управляемых или гибких линий электропередач, являющихся составной частью «интеллектуальных» (Smart Grid) сетей с устройствами FACTS (Flexible Alternative Current Transmission Systems). Для оптимального ведения режимов таких энергосистем необходимы высокоэффективные средства регулирования потоков как активной, так и реактивной мощности.

Для управления режимами по напряжению и реактивной мощности наряду с традиционным применением генераторов, синхронных и статических компенсаторов, коммутируемых реакторов и конденсаторных батарей в последнее десятилетие все более широко используются новые устройства – управляемые шунтирующие реакторы (УШР). Трансформаторное исполнение для открытой установки на любой класс напряжения с возможностью плавного регулирования потребляемой реактивной мощности позволяет установить УШР в любой части энергосистемы и обеспечить стабилизацию напряжения, оптимизацию перетоков реактивной мощности, повышение пропускной способности электропередач, снижение потерь, числа коммутаций выключателей и действий РПН трансформаторов. Сочетание УШР с параллельно установленной батареей статических конденсаторов (БСК) позволяет обеспечить не только плавно регулируемую компенсацию (потребление) реактивной мощности, но и ее выдачу в соответствии с мощностью БСК при разгрузке УШР до режима холостого хода.

Целью настоящей статьи является изложить состояние разработок, технические параметры и режимные характеристики управляемых шунтирующих реакторов, проанализировать отечественный опыт их внедрения и наметить перспективы использования в электроэнергетических системах.

Анализ отечественного и зарубежного опыта разработок и внедрения УШР

За предшествующий к настоящему времени период (к 2011 г.) в странах СНГ и ближнего зарубежья введено в эксплуатацию более шестидесяти управляемых реакторов напряжением от 6 до 500 кВ. Основные типы управляемых шунтирующих реакторов их мощность, кем изготовлены и где внедрены указаны в таблице 1.

Таблица 1

nunpakenna bregpennbix b snepi veneresnak erpan erri n vinkner v supj vekba									
Тип УШР	Исполнение	Мощность,	Производители	Где	Кол.				
	(схема)	напряжение		введены,					
				страна					
Регулирование переключением	Одна обмотка	180 MBA,	Западная	Беларусь	1				
отпаек	с РПН	330 кВ	Европа						
Трансформаторного	Трансформатор	50 MBA,	Индия	Индия	1				
типа (УШРТ) – мощность	с напр.к.з.100%	420 кВ							
тиристорных ключей для	и тиристорные	60 MBA,	Запорожтрансф.	Ангола	1				
управления равна номинальной	ключи на	230 кВ	Ансальдо-ВЭИ						
мощности устройства	номинальную	25 MBA,	Россия и	Россия	2				
	мощность УШР	110 кВ	Беларусь						
Управляемые	С 2 обмотками,	180 MBA,	Московский	Россия	1				
подмагничиванием стержней	совмещ.СОиОУ	500 кВ	электрозавод						
магнитопровода, -	С одной	3,3 MBA,	Раменский з-д,	Россия,	3				
мощность управления	обмоткой	6-10 кВ	ООО Энергия-Т	Монголия					
составляет около 1%	С 2 обмотками,	10-25 MBA,	ОАО Запорож-	Россия,	29				
номинальной мощности УШР	совмещ.ОУиКО	35 – 110 кВ	трансформатор,	Казахстан,					
	с 3 отдельными	63-180MBA	ОАО ЭЛУР,	Беларусь,	31				
	обмотками	110-500 кВ	ООО Энергия-Т	Литва					

Характеристики управляемых шунтирующих реакторов различных классов
напряжения внедренных в энергосистемах стран СНГ и ближнего зарубежья

По принципу действия трехфазные плавно регулируемые реакторы для компенсации реактивной мощности можно разделить на три класса – управляемые подмагничиванием магнитопровода, трансформаторного типа и реакторы с переключением отпаек (аналогично РПН трансформаторов).

Управляемые шунтирующие реакторы трансформаторного типа (УШРТ) в Санкт-Петербургском политехническом университете разрабатывались под руководством проф. Александрова Г.Н. УШРТ представляет собой силовой трансформатор с напряжением короткого замыкания 100%, на вторичной обмотке которого установлены встречно-параллельные тиристорные ключи на полную мошность реактора. Аналогично известной схеме статического тиристорного компенсатора (СТК) полностью открытые тиристоры закорачивают вторичную обмотку и обеспечивают максимальную потребляемую мощность УШРТ, при закрытых тиристорах его мощность соответствует холостому ходу трансформатора, а в промежуточных режимах потребляемая мощность плавно регулируется изменением угла управления вентилей с соответствующим появлением высших гармоник в потребляемом токе. Для снижения уровня этих гармоник со стороны низшего напряжения устанавливаются фильтры.

Таким образом, схема УШРТ сводится к схеме СТК, в электромагнитной части которого совмещены индуктивности фаз с трансформатором связи с высшим напряжением. Это позволяет, в отличие от СТК, подключать УШРТ к любому классу напряжения, однако тиристорные ключи большой мощности предопределяют повышенную стоимость изготовления, монтажа и эксплуатации. Опыт применения УШРТ в России пока ограничен двумя реакторами напряжением 110 кВ, введенными в эксплуатацию менее двух лет назад.

Управляемые подмагничиванием реакторы типа РТУ на напряжения от 35 до 500 кВ более 10 лет выпускает ОАО «Запорожтрансформатор». В комплектации, проектировании, поставке и наладке этих УШР принимают участие ОАО «Электрические управляемые реакторы», г. Москва и ООО «Энергия-Т», г. Тольятти. Прототипы этих реакторов были созданы в Алма-Атинском энергетическом институте более 20 лет назад. Первый промышленный образец УШР типа РТУ-25000/110 был изготовлен в 1998 году и после испытаний на стенде ВЭИ в г. Тольятти введен в эксплуатацию в Северных электрических сетях Пермэнерго (головная подстанция 110 кВ в г. Кудымкар, сентябрь 1999 г.).

В настоящее время УШР аналогичного принципа действия осваивает Московский электротехнический завод. Пилотный образец реактора напряжением 500 кВ поставлен на подстанцию «Нелым-500» в конце 2009 года. Основным отличием этого УШР от изделий ОАО «Запорожтрансформатор» является совмещение в первичной сетевой потребления реактивной мощности обмотке функций И подмагничивания магнитопровода. При этом тиристорный преобразователь выпрямленного напряжения подключается к нейтралям «звезд» расщепленной сетевой обмотки реактора, между секциями которой циркулируют постоянные составляющие тока подмагничивания. Наличие в расщепленных ветвях сетевой обмотки этого реактора основного потребляемого тока промышленной частоты, выпрямленного тока подмагничивания и высших гармоник обуславливает дополнительные требования к конструкции, источнику подмагничивания, схеме соединений трансформаторов тока, алгоритмам релейной защиты и автоматики.

В свою очередь номенклатура УШР, выпускаемых заводом «Запорожтрансформатор», имеет ряд схемотехнических исполнений в зависимости от класса напряжения, мощности реактора и требований Заказчика по составу

оборудования, виду охлаждения, алгоритмам управления, числу встроенных трансформаторов тока, функциям мониторинга и т.д. При одинаковом принципе действия основные отличия между модификациями УШР серии РТУ для разных классов напряжения (35...110 кВ, 220...330 кВ, 500...750 кВ) заключаются в схеме электромагнитной части и в составе системы подмагничивания.

Для УШР напряжением 35 или 110 кВ сравнительно небольшой мощности (10-25 технико-экономически более предпочтительным MBA) является исполнение электромагнитной части с двумя обмотками – сетевой обмоткой (СО) и обмоткой управления (ОУ) по схеме двойного разомкнутого треугольника, совмещающей в себе функции подмагничивания и компенсации в токе реактора высших гармоник, кратных трем. Силовая часть системы подмагничивания выполняется из двух однофазных преобразователей небольшой мощности, размещенных на общей раме с питающими трансформаторами, подключенными к выводам ОУ реактора через высоковольтные предохранители. Как правило, такие УШР работают параллельно с БСК и могут по требованию заказчика иметь общую систему автоматического управления (САУ) реактором и секционированной конденсаторной батареей.

Реакторы 220 и 330 кВ мощностью 63-180 МВА (как и УШР 110 кВ с мощностью более 50 МВА) выполняются с тремя обмотками – сетевой (СО), компенсационной (КО) и управления (ОУ), каждая из которых выполняет свою функцию соответственно потребления реактивной мощности, компенсации (замыкания в «треугольнике») основных высших гармоник И управления (подмагничивания стержней магнитопровода). В комплект поставки входят два одинаковых трехфазных трансформатора с тиристорным преобразователем (ТМП), из которых основной подключается через выключатель 10 кВ к выводам компенсационной обмотки реактора, а резервный – к распредустройству подстанции напряжением 6 или 10 кВ.

УШР напряжением 500 кВ и выше, устанавливаемые на шины или линии транзитных электрических сетей СВН, имеют повышенные требования по быстродействию – время полного набора или сброса мощности за время не более 0,3 сек., т.е. не более чем за 15 периодов переменного тока (при частоте 50 Гц). Поэтому, при одинаковой схеме и том же составе обмоток электромагнитной части, в состав системы подмагничивания входит дополнительный третий ТМП, имеющий увеличенное максимальное выпрямленное напряжение. Этот ТМП подключается к внешнему питанию 6 или 10 кВ, обеспечивая форсированные режимы набора или сброса мощности, а также предварительное подмагничивание реактора при включениях. Кроме того, исполнение электромагнитной части этих реакторов может быть как трехфазным, так и однофазным для уменьшения транспортных габаритов и массы.

Следует заметить, что устаревшие модификации УШР всех указанных выше классов напряжения теперь заводом не выпускаются. Первые реакторы напряжением 110 кВ имели электромагнитную часть из трех однофазных магнитопроводов в общем баке и подмагничивание без резервирования от отдельно стоящего трехфазного ТМП с внешним питанием. В современных УШР типа РТУ-25000/110 (35) обеспечено самоподмагничивание с резервированием, а магнитная система выполняется трехфазной, что привело к снижению габаритов и массы.

Реакторы 220-330 кВ также подмагничивались от единственного ТМП с внешним питанием, а кроме того оснащались встроенными токоограничивающими дросселями (при напряжении к.з. между СО и КО порядка 20%) и заземляющими фильтрами типа ФМЗО на выводах компенсационной обмотки. Теперь дроссели (при напряжении к.з. более 50%) и фильтры отсутствуют, а основное подмагничивание обеспечивается непосредственно от реактора с полным резервированием ТМП.

Первые УШР напряжением 500 кВ, установленные на ПС «Таврическая» и «Барабинская» МЭС Сибири, имели оригинальное двухобмоточное исполнение электромагнитной части ИЗ трех фаз РОЛУ-60000/500 с олнофазными преобразователями в приставных баках на каждой фазе. Несмотря на компактную конструкцию и пятилетний опыт эксплуатации такие реакторы больше не выпускаются присущих ИМ недостатков – отсутствия резервирования из-за и низкой ремонтопригодности системы подмагничивания, а также неудовлетворительной схемы предварительного подмагничивания. Теперь все реакторы этого класса напряжения, как трехфазного, так и однофазного исполнения, имеют описанную выше трехобмоточную электромагнитную часть и систему подмагничивания из трех трехфазных ТМП одинаковой мощности (1 MBA) и габаритов.

Принцип действия и конструкция управляемых подмагничиванием реакторов

Основным назначением управляемых шунтирующих реакторов является регулирование напряжения и реактивной мощности. В УШР с подмагничиванием для плавного регулирования потребляемой реактивной мощности, а значит и напряжения в точке подключения, используется насыщение стали магнитопровода постоянным потоком, создаваемым выпрямленным током в специальной обмотке управления. Фактически лля мошного высоковольтного трансформаторного **устройства** используется принцип магнитного усилителя, когда по мере насыщения стержней магнитопровода снижается индуктивность расположенной на них сетевой обмотки, и также пропорционально снижается ее индуктивное сопротивление. По мере снижения или обратного повышения индуктивного сопротивления сетевой обмотки реактора пропорционально возрастает или уменьшается ее ток, а значит и потребляемая мощность УШР в диапазоне от холостого хода (около 1%) до номинальной мощности или допустимой перегрузки (100-120%). Таким образом, использование участков стали магнитопровода УШР в режимах от ненасыщенного состояния до глубокого насыщения, близкого к предельному, когда магнитная проницаемость приближается к проницаемости воздуха, позволяет получить диапазон магнитной плавного регулирования реактивной мощности с кратностью более 100.

Из большого числа предлагаемых ранее схемотехнических решений и конструкций подмагничиваемых реакторов – с продольным, поперечным, кольцевым подмагничиванием, с вращающимся магнитным полем и т.д., - практическое применение получили УШР трансформаторного типа с продольным подмагничиванием стержней, на которых расположены обмотки реактора. Для того, чтобы обеспечить независимость электромагнитных процессов в обмотках СО и ОУ, расположенных на одном магнитопроводе, необходимо два условия - встречное включение секций этих обмоток (тогда на выводах обмотки управления не будет переменного напряжения) и создание отдельных путей для переменного и постоянного потоков, что обеспечивается бронестержневой конструкцией магнитопровода с расщепленными стержнями фаз.

На рис. 1 приведена схема одной фазы такого реактора с бронестержневым магнитопроводом и двумя полустержнями, на которых расположены секции сетевой обмотки и обмотки управления, к которой в свою очередь подключен источник постоянного или выпрямленного напряжения для подмагничивания. Постоянный поток подмагничивания, создаваемый током ОУ, замыкается между центральными полустержнями, а переменный поток – через верхние и боковые ярма магнитопровода, складываясь в полустержнях с постоянным.

На рис.2 на расчетных осциллограммах для реактора 500 кВ мощностью 180 МВА показан ток сетевой обмотки в зависимости от тока обмотки управления при наборе мощности от минимальной (холостой ход) до номинальной, которой соответствуют значения токов 200 А в СО и 1,9 кА в ОУ (масштабы явлений в

используемой программе HPACT приводятся в левом верхнем углу каждого из выводимых явлений в кА). Зависимость между токами практически линейна.



подмагничивания (внизу) при наборе мощности до номинального значения



В области минимальных нагрузок в токе CO реактора наблюдаются искажения 5 и 7 гармониками, при этом суммарный ток искажения в самом неблагоприятном из нагрузочных режимов не превышает 3,5% от номинального тока УШР, что не оказывает существенного влияния на синусоидальность напряжения в точке его подключения (не более 0,1...0,2%).

Следует отметить, что такая форма тока СО УШР обеспечивается только при условии полной компенсации в потребляемом токе наиболее мощной третьей гармоники и кратных ей. Для трехфазных реакторов это обеспечивается наличием вторичной обмотки, соединенной в треугольник, в которой и замыкаются, не выходя в сеть, гармоники, кратные трем. Практически это реализуется в выпускаемых конструкциях УШР отдельной дополнительной компенсационной обмоткой (КО) для трехобмоточных реакторов, либо специальными схемами соединений вторичной обмотки управления, например, в двойной разомкнутый треугольник для двухобмоточных реакторов напряжением 35...110 кВ.

На рис. 3 приведен аналогичный рис. 2 режим набора мощности УШР 500 кВ с током в треугольнике КО на верхней осциллограмме. В отличие от силовых трансформаторов, ток нагрузки первой гармоники во вторичной обмотке реактора отсутствует. Преобладающая в треугольнике КО третья гармоника имеет максимум (около 1 кА действующего значения) в области 50% нагрузки УШР, а в режиме номинальной нагрузки при синусоидальном питающем напряжении практически равна нулю, как и остальные высшие гармоники в токе СО. Это объясняется тем, что реакторы серии РТУ проектируются с номинальной мощностью в так называемом полупредельном режиме насыщения, когда постоянный поток номинального подмагничивания поочередно в каждом полустержне магнитопровода вытесняет переменный поток ровно на время половины периода частоты сети (рис. 4). В комбинации последовательности BO времени полупериодов результате синусоидального полустержней, тока, вызванных поочередным насыщением потребляемый ток УШР в номинальном режиме также не содержит высших гармоник.

При дальнейшем наборе мощности в область перегрузки (и предельного насыщения магнитопровода) в токе КО вновь появляется третья, а в СО - другие высшие гармоники. Осциллограммы с суммарными индукциями в полустержнях магнитопровода приведены на рис.4, из которого видно, что в номинальном полупредельном режиме нагрузки время нахождения индукции каждого полустержня за перегибом характеристики насыщения стали (около 2 Тл) составляет ровно половину периода промышленной частоты сети.







На рис. 5 показана магнитная система трехфазного УШР, а на рис.6 приведена электромагнитная схема трехфазных трехобмоточных УШР серии РТУ напряжением 220 кВ и выше. Стержни всех фаз магнитопровода разделены на два полустержня, на каждом из которых размещаются секции компенсационной обмотки, соединенной в треугольник. Сверху секций КО располагаются секции обмотки управления, включенные в каждой фазе последовательно-встречно к обмоткам СО и КО (начала секций обмоток отмечены звездочкой). Выводы всех фаз ОУ соединяются параллельно и подключаются к выводам преобразователей ТМП.

Каждая фаза сетевой обмотки выполняется параллельными ветвями с вводом в середину и наматывается поверх вторичных обмоток с охватом обоих полустержней. СО соединяется в схему «звезда с заземленной нейтралью», подключается к шинам подстанции или к линии и обеспечивает потребление реактивной мощности в соответствии с заданным законом регулирования.

Компенсационная обмотка с номинальным напряжением 10 кВ, соединенная в треугольник, выполняет две основные функции – исключения из потребляемого сетевого тока гармоник, кратных трем, и питания основного трансформатора с преобразователем, обеспечивающего требуемый уровень подмагничивания магнитопровода через ОУ. Поскольку установленная мощность ТМП составляет 1 МВА (номинальный первичный ток менее 60 А), а потребляемая в установившемся номинальном режиме не превышает 300 кBA, компенсационная обмотка рассчитывается на длительное протекание максимального тока третьей гармоники и выполняется уменьшенного сечения (если на КО не предусматривается другой дополнительной нагрузки, например, при возможном подключении конденсаторной батареи).



Рис. 5. Магнитная система трехфазного УШР с подмагничиванием



Рис. 6. Электромагнитная схема трехфазного трехобмоточного УШР. САУ – система автоматического управления; ТМП – трансформатор с преобразователем; СО – сетевая обмотка, ОУ – обмотка управления, КО – компенсационная обмотка

Благодаря встречному включению своих секций обмотка управления имеет эквипотенциальные выводы (+) и (-), на которых в нормальных установившихся и переходных режимах отсутствует переменное напряжение от обмоток СО или КО. При закрытых тиристорах основного или резервного ТМП выпрямленное напряжение на этих выводах ОУ также отсутствует, соответственно отсутствует и ток подмагничивания в ОУ, поэтому магнитная система находится в ненасыщенном состоянии, а УШР – в режиме холостого хода, как обычный трансформатор. По мере открытия тиристоров и роста выпрямленного напряжения нарастает ток подмагничивания в секциях обмотки управления, в результате чего происходит насыщение стержней магнитопровода и рост потребляемого тока реактора.

Тиристоры основного ТМП (а при его профилактике или неисправности – резервного) управляются от цифровой системы автоматического управления (САУ) по выбранному алгоритму стабилизации напряжения либо поддержания заданного значения потребляемой реактивной мощности. Для реализации этих алгоритмов в САУ подаются сигналы от трансформаторов напряжения и тока, а также уставки регулирования, задаваемые персоналом по указанию диспетчера энергосистемы. После выбора режима и задания требуемых уставок вмешательства персонала в автоматическую работу реактора не требуется.

Как указывалось ранее, реакторы напряжением 500 кВ и выше отличаются по существу только количеством ТМП (добавлен форсировочный преобразователь динамических режимов) и возможностью однофазного исполнения электромагнитной части. В последнем случае уменьшаются транспортные габариты и имеется возможность заказа резервной фазы. Однако общая площадь, занимаемая на подстанции четырьмя фазами типа РОДУ-60000/500, как и их стоимость, существенно выше, чем для электромагнитной части реактора 500 кВ трехфазного исполнения типа РТДУ-180000/500. Кроме того, в РТДУ напряжением 220 кВ и выше имеются встроенные трансформаторы тока на линейных выводах треугольника КО (см.рис.6), а в РОДУ единственная группа ТТ КО остается в «треугольнике», собираемом воздушной ошиновкой (см.рис.7).

На рис. 7 приведена полная принципиальная схема электрических соединений реактора 500 кВ однофазного исполнения. Магнитная система не показана, но, как и на предыдущем рисунке, изображен тот же основной состав поставляемого оборудования УШР – электромагнитная часть (четыре РОДУ), система подмагничивания из трех ТМП (в составе трансформатора ТМ и тиристорного преобразователя ПП) и система управления (САУ). Кроме того, в состав поставки входят датчики выпрямленного тока и напряжений (ДПТ и ДПН), а также защитное оборудование - УЗП и ограничитель перенапряжений (ОПН) на выводах и ошиновке ОУ. Выключатели, разъединители, трансформаторы напряжения, воздушные и кабельные связи, терминалы релейной защиты, ОПН обмоток переменного тока (не показаны) выбираются и заказываются при проектировании реактора.

Число встроенных трансформаторов тока со стороны линейных вводов 500 кВ СО по согласованию с заказчиком может быть до 5 групп заданного класса точности. В треугольнике КО завод предусматривает пока единственную группу ТТ, что не позволяет обеспечивать резервирование токовых цепей и использование нескольких видов РЗ для этой обмотки.

Датчик постоянного тока включается в рассечку любого полюса ошиновки выпрямленного тока между группами ТМП и РОДУ и служит для контроля и ограничения в САУ тока подмагничивания от любого работающего ТМП. В практике проектирования, кроме полного отсутствия узла крепления ДПТ (а также ДПН или ОПН), были случаи его неправильного размещения, когда при расположении группы РОДУ и трех ТМП друг против друга ДПТ обтекается током ОУ только двух фаз РОДУ либо выпрямленным током только одного (двух) ТМП.

На выводах выпрямленного тока от каждого ТМП к ошиновке обмоток управления РОДУ разъединители не показаны, поскольку завод-изготовитель под предлогом возможных ошибок персонала не рекомендует установку коммутационных аппаратов в цепях подмагничивания ОУ выпрямленным током. Это снижает количество коммутационных аппаратов и вероятность ошибочных действий в эксплуатации, однако снижает при этом ремонтопригодность и оперативную гибкость схемы. При выводе в ремонт преобразователя или трансформатора любого ТМП необходимо отключать УШР и отшиновывать соответствующие выводы ТМП. На некоторых подстанциях указанные разъединители предусмотрены.



Рис. 7. Принципиальная схема соединений УШР 500 кВ однофазного исполнения

Трансформаторы всех ТМП имеют одинаковые мощности и схемы соединений «звезда с нулем – треугольник», что позволяет включать их первичную обмотку как с изолированной, так и с заземленной нейтралью. Для ТМП, подключаемых к компенсационной обмотке реактора, чаще используется глухое заземление нейтрали первичной обмотки питающего трансформатора, что обеспечивает большие токи замыкания на землю и чувствительность МТЗ как к междуфазным, так и к однофазным коротким замыканиям.

На рис. 8 и 9 приведен внешний вид УШР 500 кВ соответственно трехфазного (ПС «Агадырь») и однофазного (ПС «Иртыш») исполнения, а на рис. 10 внешний вид ТМП и САУ, состав и конструкция которых не зависит от исполнения электромагнитной части.

Основным силовым высоковольтным элементом этих УШР является электромагнитная часть, которая по схеме соединения обмоток, технологии изготовления, климатическому и конструктивному исполнению, подключению к шинам подстанции,

условиям монтажа и эксплуатации практически не отличается от трехфазных силовых трансформаторов соответствующего напряжения и мощности. Мощность системы подмагничивания в зависимости от напряжения реактора и состава оборудования составляет от 0,5 до 2% его номинальной мощности. При этом все силовые элементы, включая преобразователи, выпускаются в маслонаполненном исполнении наружной установки и не требуют дополнительного обслуживания.



Рис. 8. УШР-500 на ПС «Агадырь»



Рис. 9. УШР-500 на ПС «Иртыш»





Рис. 10. Система подмагничивания УШР (три ТМП) и шкаф системы автоматического управления САУ

Встроенные в отдельный масляный бак тиристорные преобразователи ТМП выполняются по известной «схеме Ларионова» с дополнительной шунтирующей ветвью, применяемой при работе трехфазного выпрямителя-инвертора при работе на индуктивную нагрузку.

Таким образом, можно констатировать, что управляемый подмагничиванием реактор по принципу действия — магнитный усилитель, по исполнению электромагнитной части — трех- или двухобмоточный трансформатор, а по назначению и функциональным возможностям — управляемый компенсатор реактивной мощности и стабилизатор напряжения в точке подключения.

Основные технические характеристики УШР

УШР характеризуются следующими основными техническими характеристиками:

- 1. Диапазон плавного регулирования более 100% номинальной мощности;
- 2. Мощность управления 0,5...2% номинальной мощности УШР;

3. Гарантированная скорость набора полной мощности - 0,15...3 с. (в зависимости от исполнения и требований Заказчика);

4. Время набора полной мощности с предварительным подмагничиванием – не более 0,02 с.;

5. Удельная полная масса от 1,5 до 3 кг/кВАр в зависимости от исполнения;

- Удельные потери: холостого хода 0,5 – 1,0 Вт/кВАр;
 - номинальные 4 6 Вт/кВАр;
- 7. Допустимая перегрузка по мощности 130 % (не более 30 мин.);
- 8. Допустимая перегрузка по току 120 % (не более 30 мин.);

9. Полностью автоматический режим эксплуатации;

10. Уровень надежности, условия эксплуатации и текущего обслуживания соответствуют обычным шунтирующим реакторам.

В различных точках энергосистемы управляемые реакторы или УШР совместно с конденсаторными батареями способны решать следующие основные задачи:

• Повышение пропускной способности межсистемных связей;

• Автоматическая стабилизация уровней напряжения;

• Оптимизация режимов работы электрических сетей и снижение потерь электроэнергии;

• Обеспечение требуемой загрузки генераторов электростанций по реактивной мощности;

• Снижение числа коммутаций выключателей;

• Снижение числа переключений устройств РПН трансформаторов и автотрансформаторов.

Единственным элементом внутренней установки УШР, обеспечивающим его управление и контроль, является система автоматического управления (САУ). В ее функции входит реализация следующих задач и алгоритмов:

• автоматическая стабилизация напряжения в точке подключения УШР к сети в соответствии с заданными уставками регулирования,

• автоматическое поддержание заданного значения потребляемой реактивной мощности (или тока CO),

• автоматический переход на работу с резервным ТМП (если его выключатель включен) при неисправности основного ТМП, автоматический переход на минимальное (предварительное) подмагничивание от динамического ТМП при отсутствии питания УШР и в циклах ТАПВ, ОАПВ,

• режим ручного управления оператором с лицевой панели САУ,

• возможность интеграции в АСУ ТП подстанции и дистанционного управления режимами работы УШР,

• контроль перегрузки реактора по току СО и току подмагничивания, а также температуре ТМП с автоматическим ограничением мощности и выдачей сигнала,

• обеспечение и контроль тока подмагничивания при включении УШР в сеть,

•индикация параметров режима, заданных уставок регулирования и состояния схемы.

Здесь следует подчеркнуть, что в функции САУ не входит защита оборудования реактора и действие на отключение выключателей в аварийных ситуациях. Эти задачи должны выполняться релейной защитой независимо от функционирования и возможностей САУ по ведению режимов реактора и технологическому контролю его состояния, что диктуется как идеологией разделения функций регулирования в нормальных режимах и защиты в аварийных, так и требованиями надежности РЗ оборудования энергосистем.

Основным режимом автоматического управления УШР, применяемым обычно в эксплуатации, является стабилизация напряжения. При этом в программе САУ используется пропорциональное регулирование потребляемой реактивной мощности (тока СО) по отклонению текущего напряжения от заданной уставки. По мере превышения напряжением сети заданной уставки реактор набирает мощность в диапазоне, соответствующем коэффициенту усиления регулирования. В таком случае диспетчером определяются необходимые по режиму энергосистемы уставки САУ по уровню напряжения, начиная с которого должен загружаться реактор, и статизму регулирования, который имеет набор дискретных значений от 5 до 1 %, что соответствует коэффициенту усиления регулятора напряжения от 20 до 100.

Режимы автоматического поддержания заданной реактивной мощности или ручного регулирования тока СО обеспечиваются в САУ астатическим регулятором с заданной зоной нечувствительности. При этом используется эффект медленного затухания тока при высокой добротности ОУ и вариант регулирования с прерывистым режимом работы преобразователя ТМП («включен с фиксированным углом–отключен» - аналогично простейшим терморегуляторам).

При резких отклонениях напряжения, превышающих заданную зону статизма (или нечувствительности), САУ включает режимы форсированного набора (при напряжении сети выше зоны статизма) или сброса (при напряжении сети ниже заданной уставки) потребляемой реактивной мощности, используя динамический ТМП с повышенным выпрямленным напряжением. Скорость форсированного набора или мошности определяется максимальным выпрямленным сброса напряжением тиристорного преобразователя ТМП или кратностью форсировки по отношению к номинальному напряжению подмагничивания. Для ускоренного сброса мощности трехфазный тиристорный преобразователь ТМП, также выполненный по схеме Ларионова, переводится в режим инвертирования с рекуперацией запасенной в ОУ энергии в сеть переменного тока.

На рис. 11 приведены суточные графики работы реакторов РТУ-25000/110 на ПС «Кудымкар» Пермэнерго и РТУ-180000/330 на ПС «Барановичи» (Белоруссия) в автоматическом режиме стабилизации напряжения на шинах подстанции.



Графики напряжения шин и тока РТУ при работе реактора в автоматическом режим

Рис. 11. Суточные графики потребляемого тока СО реактора и напряжения на шинах подстанции

На рис.12 показаны фактические осциллограммы тока СО реактора 330 кВ при наборе номинальной мощности, а также включения УШР-500 с предварительным подмагничиванием, характеризующие динамические возможности управляемых подмагничиванием реакторов.



Рис. 12. Токи фаз сетевой обмотки РТУ-180000/330 на Игналинской АЭС при наборе мощности (вверху) и включение РТУ-180000/500 на ПС «Томская» в сеть с предварительным подмагничиванием на номинальную мощность (внизу)

Что касается истории резервирования ТМП, то первые УШР до настоящего времени успешно работают с одним ТМП, подключенным к РУ- 10 или 6 кВ подстанции (УШР-110 кВ на ПС «Кудымкар» с 1999 г., УШР-220 кВ на ПС «Чита» с 2002 г., УШР-330 кВ на ПС «Барановичи» с 2003 г.). После перехода к схеме самоподмагничивания УШР с питанием основного ТМП от КО реактора было принято решение комплектовать поставку реакторов еще одним ТМП в качестве резервного и питанием последнего от собственных нужд подстанции. При этом, наряду с возможностью замены основного ТМП, резервный обеспечивает предварительное подмагничивание реактора перед включением в сеть.

Завод-изготовитель требует обеспечивать ток подмагничивания не менее 10...15% от номинального при включении сетевого выключателя для исключения коммутационных воздействий на тиристоры ТМП, а в случае линейного УШР – для безинерционного набора номинальной мощности УШР при опробовании (одностороннем включении) ВЛ-500 кВ.

Для реакторов 500 кВ с тремя ТМП принято питание резервного ТМП также от КО, что уменьшает количество требуемых ячеек в РУ собственных нужд. Однако при этом возможна ситуация, когда форсировочный ТМП выведен из работы по причине его повреждения или профилактики, ремонта секции РУ СН или пропаже на ней напряжения и т.п.. В этих случаях и при одновременно отключенном УШР становится невозможным его включение в сеть 500 кВ из-за отсутствия предварительного подмагничивания. Для исключения подобных ситуаций обеспечить резервирование не только основного, но и форсировочного ТМП можно переводом питания резервного ТМП на РУ подстанции (при наличии дополнительной ячейки с выключателем).

Режимы работы УШР при коммутациях в сети:

Управляемые реакторы, как и неуправляемые ШР, могут подключаться как к шинам электрической станции или подстанции, так и на линию напряжением 330 кВ и выше для компенсации ее зарядной мощности. Управляемые подмагничиванием реакторы серии РТУ предусматривают все необходимые функции работы в качестве линейных ШР, однако имеют при этом свои особенности. Возможны следующие алгоритмы работы указанных реакторов в коммутационных режимах при использовании УШР в качестве линейных ШР (коммутационными режимами линейных УШР являются включения реактора - вместе с ВЛ либо своим выключателем, отключение УШР - оперативно либо действием РЗА, работа на линии в циклах АПВ).

Отключение реактора вместе с линией или своим выключателем как оперативно, так и действием автоматики не имеет ограничений и не требует дополнительных технических мероприятий. Включение реактора своим выключателем на линию, находящуюся под напряжением, по рекомендации завода-изготовителя для ограничения возможных воздействий на тиристоры ТМП осуществляется с предварительным подмагничиванием от постороннего источника (форсировочного или резервного ТМП) с блокировкой включения выключателя от САУ при отсутствии тока подмагничивания.

В режимах опробования (постановки под напряжение) ВЛ, а также в циклах ее ТАПВ и ОАПВ возможны три варианта работы линейного УШР в указанных коммутациях.

Первый вариант, применяемый для сравнительно коротких линий, заключается в отключении УШР своим выключателем и дальнейшем его оперативном вводе в работу этим выключателем на линию под напряжением с предварительным подмагничиванием после успешного опробования ВЛ, цикла ОАПВ или ТАПВ. При этом на время оперативного ввода УШР напряжение на ВЛ должно быть допустимым для изоляции электрооборудования.

Если основания или возможности для вышеуказанного исключения линейного УШР из коммутационных режимов линии отсутствуют, то для каждого из них по согласованию Заказчика с проектной организацией возможно применение двух других вариантов.

Для циклов ОАПВ в большинстве практических случаев при длине ВЛ-500 кВ до 400 км, когда отсутствует необходимость в дугогасящем реакторе в нейтрали сетевой обмотки реактора, на время гашения дуги отключается выключателем фаза реактора, подключенная к фазе ВЛ с однофазным к.з. Если же нейтральный дугогасящий реактор предусматривается проектом, в цикле ОАПВ шунтируется дополнительно устанавливаемыми выключателями соответствующая поврежденной фаза вторичной компенсационной обмотки реактора (или все три фазы КО) для исключения подпитки дуги через КО УШР. Для всех указанных вариантов ОАПВ опасные воздействия на вентили ТМП отсутствуют.

При оперативном включении (опробовании) ВЛ с предварительно подключенным УШР линейным выключателем (при двухстороннем питании - с любой стороны ВЛ) выбор алгоритма зависит от технической возможности и целесообразности передачи команды «разрешения-блокировки» от САУ (в виде «сухого» контакта) по каналам телемеханики в автоматику линейных выключателей. При наличии каналов связи и реализации блокировки включение соответствующего линейного выключателя будет возможно только при наличии достаточного тока предварительного подмагничивания (около 200 А). При отсутствии указанной блокировки включение выключателя может производиться оперативно после сообщения 0 наличии предварительного подмагничивания УШР по индикации на панели САУ или на пульте диспетчера подстанции. При этом следует учитывать фактор возможной ошибки оперативного персонала и соответствующей подачи напряжения на УШР при отсутствии тока в цепи управления И преобразователей, что предопределяет обмотки повышенные коммутационные воздействия на тиристоры ТМП.

В цикле ТАПВ, длительность которого может составлять несколько секунд, САУ автоматически обеспечивает минимальный ток подмагничивания от форсировочного ТМП, поэтому последующее включение ВЛ с УШР (успешное или неуспешное) не должно сопровождаться воздействиями на вентили ТМП, защищенные к тому же в случае линейных УШР усиленными ограничителями перенапряжений. Однако возможно маловероятное совпадение отсутствия питания или неисправности форсировочного ТМП с циклом ТАПВ, поэтому при наличии каналов связи и реализации блокировки для оперативных включений ВЛ следует задействовать эту блокировку и в циклах ТАПВ. В таком случае возникает вероятность неуспешного ТАПВ по причине отсутствия разрешающего сигнала от САУ, если в предшествующем режиме реактор работал с минимальной нагрузкой и ток подмагничивания в ОУ был существенно ниже 150...200 А.

При выборе того или иного алгоритма работы линейного УШР в цикле ОАПВ индуктивность фаз реактора и нагрузка фаз ВЛ в течение паузы будут различными.

При отключении УШР тремя фазами он никак не влияет на режим линии в коммутации. В рекомендуемом и наиболее применяемом случае отключения одной фазы реактора нагрузка двух других фаз УШР изменяется с «естественной» постоянной времени от предшествующего значения к примерно 10%, что определяется уровнем предварительного подмагничивания. В схеме с нейтральным реактором (4-м лучом) шунтирование одной фазы реактора при напряжении к.з. около 50% предопределяет 50% индуктивность «поврежденной» фазы и номинальную в других. При использовании выключателя с трехфазным приводом и шунтировании всех фаз КО все фазы УШР имеют 50% индуктивность, при этом «здоровые» фазы ВЛ нагружены в цикле ОАПВ двойной мощностью реактора.

Кроме гашения дуги в паузе ОАПВ большое значение имеет величина и характер восстанавливающихся напряжений на отключенной фазе ВЛ после гашения дуги и на контактах линейного выключателя этой фазы. При резонансе емкости фазы ВЛ с индуктивностями линейных реакторов возможны недопустимые резонансные воздействия на контакты выключателя вплоть до его повреждения.

Для исключения резонанса восстанавливающихся напряжений после гашения дуги может использоваться набор из трех возможных мощностей фаз СО для УШР и ШР, подключенных к линии, – нулевой при отключении фазы УШР, номинальной для ШР и двойной при шунтировании вторичной компенсационной обмотки УШР.

Преимущества УШР перед другими альтернативными устройствами и опыт использования в энергосистемах:

1. Регулировочный диапазон составляет более 100% номинальной мощности УШР, при этом обеспечивается плавное регулирование с неограниченным ресурсом возможных изменений;

2. Отсутствие устройств РПН и других движущихся механических частей;

- 3. Возможность нормированной по времени перегрузки УШР до 130% и
- кратковременной перегрузки до 200%;

4. Регулирование напряжения и реактивной мощности непосредственно в точке подключения реактора для любого класса напряжения сети;

5. Использование для регулирования маломощных вентильных устройств с меньшими потерями и отсутствием необходимости в водяном охлаждении;

6. Традиционные требования к квалификации обслуживающего персонала на подстанции;

7. Более низкий уровень потерь в эксплуатационных режимах;

8. Наружная установка основного силового оборудования для любой климатической зоны;

9. Существенно более низкая стоимость.

Коммутационная аппаратура для управляемых реакторов выбирается по аналогии с таковой для силовых трансформаторов и неуправляемых ШР. Релейная защита и автоматика имеет свои особенности, хотя в основном использует известные способы релейной защиты и типовые терминалы РЗА.

Более чем десятилетний опыт эксплуатации УШР различной мощности и напряжения в России и странах СНГ подтверждает их высокую надежность, эффективность и удобство эксплуатации.

На сегодняшний день (2011 г.) в странах СНГ и ближнего зарубежья установлено 60 единиц УШР суммарной мощностью более 5 ГВА, - география показана на рис.13.



Рис.13. Места установки УШР

Наибольшее применение управляемых реакторов имеет место в России, в энергосистемах Сибири и Дальнего Востока. Первый УШР напряжением 220 кВ мощностью 100 Мвар был установлен в 2001 году на ПС 500 кВ Чита (Забайкальская ЭС). Ввод УШР позволил компенсировать реактивную мощность протяженной сети 220 кВ, существенно повысить качество электроэнергии в Читинской и Бурятской ЭС – снизить нерегулярные колебания напряжения, исключить необходимость работы Читинской ТЭЦ-1 в режиме потребления реактивной мощности и исключить необходимость отключения параллельных ненагруженных ВЛ 220 кВ в минимальных режимах для регулирования напряжения.

Первый УШР напряжением 500 кВ мощностью 180 Мвар был введен в эксплуатацию в 2005 году на ПС 500 кВ Таврическая (Омская ЭС). В 2007 г. введен в эксплуатацию линейный УШР мощностью 180 МВАр напряжением 500 кВ в на ПС Барабинская (Сибирь), с присоединением на ВЛ Заря – Барабинская (Новосибирская ЭС).

При формировании основной системообразующей сети ОЭС Сибири в период 2004-2007 гг. связь Омской энергосистемы с ОЭС Сибири была слабой и наблюдалась зависимость показателей режима от внешних перетоков Сибирь – Казахстан, носящих реверсивный характер. До ввода УШР 180 МВАр на шинах ПС Таврическая реверсивные перетоки приводили к сезонным и суточным колебаниям напряжения с амплитудой до 40 кВ. Колебания напряжения негативно сказывались на режимах работы сети 110-220 кВ Омской энергосистемы, приводили к повышенному износу оборудования. Ввод УШР на подстанции Таврическая позволил снизить сезонные и

суточные колебания напряжения с 40 до 19 кВ – на 52,5%. Режимная мощность УШР используется в полном диапазоне от 0 до 180 МВАр, что обеспечило снижение уровня напряжения ПС 220 кВ Омской ЭС – Называевская и Загородная.

Перспективы внедрения УШР при развитии электроэнергетических систем.

Управляемые шунтирующие реакторы наряду с другими устройствами и системами регулирования параметрами режимов энергосистем, в том числе типа FACTS, а также новые средства транспорта электроэнергии и, в частности, управляемые воздушные линии электропередач повышенной пропускной способности (УСВЛ [4-8] и компактные[9]) позволяют практически снять принципиальные технические ограничения, связанные с дальнейшим развитием энергосистем, как в части величин потоков мощности, дальности передачи, так и обеспечения заданных параметров режимов энергосистем.

В каждой стране соответствующими планами предусматривается дальнейшее развитие электроэнергетических систем, а на международном уровне – создание объединенных энергосистем. Предусматриваются и уже ведутся широкомасштабные работы по строительству новых энергетических комплексов в Центральной и Восточной части России, которые включают освоение энергетического потенциала и объединение энергосистем отдельных регионов на параллельную работу путем строительства протяженных электропередач большой пропускной способности. При этом предусматривается и использования современных устройств регулирования, к числу которых в первую очередь относятся управляемые шунтирующие реакторы. Внедрение УШР в больших количествах потребуется при реализации ряда международных проектов, крупнейшим из которых является проект создания ОЭС «Восток – Запад», а также других проектов. Среди них энергетические комплексы, связанные с выдачей мощности намечаемой к строительству Эвенкийской ГЭС, строящейся Богучанской ГЭС, энергетические объекты, предусмотренные планами экономического развития районов Сибири и Дальнего Востока, и др.

Наибольшее количество УШР намечается ввести для управления режимами работы сетей схемы ОЭС, в частности, для выдачи мощности Богучанской ГЭС, что предусматривается осуществить путем строительства ВЛ-220, 500 кВ: 2 ВЛ-500 кВ Богучанская ГЭС – Ангара (Ангара – Камала-1, Ангара – Озерная) и ВЛ Богучанская ГЭС – Озерная; 2 ВЛ 220 кВ Богучанская ГЭС – Приангарская – Раздолинская и 2 ВЛ 220 кВ Богучанская.

В рамках работы «Актуализация ТЭО выдачи мощности Богучанской ГЭС проведен анализ результатов расчетов распределения потоков мощности и уровней напряжения, в связи с изменением главной схемы электрических соединений и корректировкой схемы выдачи мощности Богучанской ГЭС, с учетом изменения схем КРУЭ-220/500 кВ и уточнения графика ввода мощности гидроагрегатов и Богучанского АЗ» (ОАО «Сибирский ЭНТЦ», 2009 г.). Данный анализ выявил стабильно дефицитные и избыточные узлы по реактивной мощности в зоне влияния Богучанской ГЭС и показал целесообразность установки УШР на напряжении 500, 220 и 110 кВ:

- на напряжении 500 кВ 6 шт. по 180 МВАр: на ПС Ангара, в узле ПС Озерная с присоединением на ВЛ Богучанская ГЭС – ПС Озерная и на ВЛ ПС Ангара – ПС Озерная, в узле ПС Камала-1 с присоединением на ВЛ Ангара – Камала-1 и замена ШР на УШР на ПС Тайшет и шинах Братского ПП;
- на напряжении 220 кВ 4 шт. по 100 МВАр: на ПС 500 кВ Ангара (2×100 МВАр), на ПС 500 кВ Озерная (2×100 МВАр).
- на напряжении 110 кВ 4 шт. по 25 МВАр: на ПС 220 кВ Раздолинская (2×25 МВАр), на ПС 220 кВ Приангарская (2×25 МВАр).

Установка УШР в сети 500 кВ на ПС Ангара с секционированием ВЛ обеспечивает нормируемые уровни напряжения на протяженной ВЛ, компенсируя ее зарядную мощность. В узлах примыкания к транзиту 500 кВ на ПС Камала-1 и Озерная в условиях реверсивных перетоков мощности установка УШР на линиях обеспечивает регулирование напряжения на транзите Иркутск – Красноярск и ограничение напряжения в режимах включения протяженных ВЛ (Богучанская ГЭС – Ангара – Камала-1 и Богучанская ГЭС – Ангара – Озерная).

Установка УШР на шинах Братского ПП и ПС 500 кВ Тайшет позволяет повысить управляемость сети в различных режимах загрузки транзита в зависимости от использования мощности крупных ГЭС – Богучанской, Усть-Илимской, Братской.

Установка УШР в сети 220 совместно с БСК (УШР 2×100+БСК 4×100 МВАр на ПС 500 кВ Ангара, УШР 2×100+БСК 4×100 МВАр на ПС 500 кВ Озерная) позволяет соблюдать требования баланса реактивной мощности, снизить потери в сети, обеспечить нормируемые уровни напряжения. Установка БСК необходима для выдачи полной мощности Богучанской ГЭС.

Использование УШР в сети 110 кВ совместно с БСК (УШР 2×25+БСК 4×26 МВАр на ПС 220 кВ Раздолинская, УШР 2×25+БСК 4×26 МВАр на ПС 220 кВ Приангарская) позволяет обеспечить нормируемые уровни напряжения в сети.

В большом количестве потребуется установка УШР с сетях 500 кВ, строительство которых связано с решением проблемы соединения на параллельную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока.

К настоящему времени выполнены предварительные разработки возможных вариантов применения ВЛ повышенной пропускной способности напряжением 500 кВ для осуществления соединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока на параллельную работу. В ОЭС Востока установленная мощность генерирующих источников составляет около 6000 МВт. Все они работают на общую сеть, состоящую из ВЛ-220, 500 кВ. Изолированно работающей пока остается энергосистема Центральной Якутии.

Для регулирования режимов в узлах электрической сети ОЭС Востока установлены УШР, суммарная мощность которых с учетом проектов развития на уровне 2015 г. должна составлять не менее 2950 MBAp.

При постановке задачи выбора варианта схемного решения соединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока было принято условие, чтобы пропускная способность ВЛ, соединяющих эти системы, была близка к величине суммарной мощности генерирующих источников меньшей из них, т.е. ОЭС Востока, составляющей около 6000 МВт.

Из рассмотренного ряда возможных схемных решений соединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока в наибольшей мере удовлетворяет следующий вариант развития сетей 500 кВ между узлами 500 кВ существующих сетей данных энергосистем:

- строительство двухцепной управляемой самокомпенсирующейся ВЛ-500 кВ (УСВЛ-500 кВ) Нижнеангарск – ПП Витим – Чара – Тында – Зейская ГЭС (Северная трасса);

- строительство одноцепных компактных ВЛ-500 кВ Чита – Сковородино - Амурская (Южная трасса);

- строительство одноцепной компактной ВЛ-500 кВ Сковородино – Тында;

- строительство двухцепной УСВЛ-220 кВ Томмот (Южная Якутия) – Майя (Центральная Якутия).

Благодаря присущим новым техническим решениям каждая из указанных ВЛ значительно превосходит ВЛ традиционной конструкции по главным техническим, экономическим и экологическим показателям. Их пропускная способность в 1,3-1,5 раза выше, удельные капитальные вложения для строительства на 20-30 % ниже, ширина отчуждаемых земельных коридоров на 15-30 % меньше, по сравнению с вариантами ВЛ традиционной конструкции.

Созданное на базе указанных ВЛ 500 кВ сечение ОЭС Сибири – ОЭС Востока обеспечит суммарную пропускную способность на уровне 4,5 – 5,0 тыс. МВт.

Принимая во внимание возможные режимы рассматриваемых новых связей 500 кВ, от холостого хода до номинальной загрузки, а также возможный реверсный характер потоков мощности выполнены расчеты режимов Объединенной ОЭС Сибири и ОЭС Востока. Расчетным путем установлено, что для поддержания заданных уровней напряжения в узлах сети 500 кВ требуется применение управляемых шунтирующих реакторов, суммарная установленная мощность которых (дополнительно к ранее указанной 2950 MBAp) будет составлять не менее 7400 MBAp.

Приведенные данные показывают, что управляемые шунтирующие реакторы являются весьма перспективными и в значительных масштабах востребованными для управления параметрами режимов развивающихся энергосистем.

Выводы.

- 1. На основании анализа отечественного и зарубежного опыта в области современных средств регулирования в энергосистемах показана техническая и экономическая эффективность применения управляемых шунтирующих реакторов (УШР).
- Показано, что применение УШР в комплексе с использованием высоковольтных линий электропередач повышенной пропускной способности, а также других устройств типа FACTS, позволяет создавать электропередачи переменного тока с заданной пропускной способностью и без ограничения дальности передачи электроэнергии при соблюдении всех необходимых технических и экологических требований.
- 3. Даны результаты экспериментальных исследований УШР напряжением 110, 220, 500 кВ, приведены технические характеристики данных устройств, схемы их включения и способы управления режимами.
- 4. Изложены результаты практического внедрения в электроэнергетических системах стран СНГ устройств УШР 110, 220, 500 кВ, разработанных и изготовленных на отечественных предприятиях. К настоящему времени в энергосистемах стран СНГ внедрено более 60 УШР напряжением 110-500 кВ с единичной мощностью от 3 до 180 МВАр.
- 5. Приведены обоснования широкого внедрения УШР различных классов напряжения в современных развивающихся энергосистемах стран СНГ. Применение УШР позволяет успешно решать технические аспекты дальнейшего формирования объединенной электроэнергетической системы стран СНГ и осуществления соединений на параллельную работу энергосистем регионов, в частности, решить проблему объединения на параллельную работу ОЭС Сибири и ОЭС Востока, Для решения данной задачи потребуются УШР 220, 500 кВ общей установленной мощностью не менее 7000 МВАр.
- 6. На базе применения УШР и современных электропередач переменного тока с использованием устройств типа FACTS, включающих и средства фазового регулирования, могут быть успешно продолжены работы по созданию объединенной энергосистемы «Восток – Запад», решающей проблемы устойчивого электроснабжения стран и регионов, включая и Молдову, а также соседние страны СНГ и страны Черноморского региона. В направлении этих работ необходима координация действий стран на международном уровне, что в итоге будет отвечать интересам всех заинтересованных сторон.

Литература:

- [1] Опыт эксплуатации управляемых подмагничиванием шунтирующих реакторов производства ОАО «Запорожтрансформатор» в Литве и Казахстане. Долгополов А.Г., Кондратенко Д.В. «Энерго-Info», № 10, октябрь 2009 г.
- [2] Статический компенсатор реактивной мощности на базе УШР как необходимое средство повышения энергоэффективности в электроэнергетике. Кондратенко Д.В., Долгополов А.Г., Шибаева Т.А., Виштибеев А.В. ЭЛЕКТРО, № 2, 2010 г.
- [3] Воздушные линии с УШР. Однофазное автоматическое повторное включение. Долгополов А.Г., Евдокунин Г.А., Кондратенко Д.В. и др. Новости электротехники № 4 (70), 2011 г.
- [4] Электропередача переменного тока/ Постолатий В.М., Веников В.А., Астахов Ю.Н., Чалый Г.В., Калинин Л.П.. А.с. 566288 (СССР). Заявл. 21.03.74. №2006496. Опубл. в Б.И., 1977, №27.
- [5] Электропередача переменного тока / В.М. Постолатий, В.А. Веников, Ю.Н. Астахов, Г.В. Чалый, Л.П. Калинин. Патент США №4001672, 1977; Патент ГДР №116990, 1976; Патент Франции №7508749, 1977; Патент Англии №1488442, 1978; Патент Швеции №75032268, 1978; Патент Канады №10380229, 1978; Патент ФРГ №2511928, 1979; Патент Японии №1096176, 1982.
- [6] Управляемые линии электропередачи / Астахов Ю.Н., Постолатий В.М., Комендант И.Т., Чалый Г.В., под ред. Веникова В.А. Кишинев: Штиинца, 1984. 296 с.
- [7] Постолатий В.М., Быкова Е.В.. Эффективность применения управляемых самокомпенсирующихся высоковольтных линий электропередачи и фазорегулирующих устройств трансформаторного типа. Электричество, 2010 г., №2, стр. 7-14.
- [8] Дементьев Ю.А., Горюшин Ю.А., Шакарян Ю.Г., Тимашова Л.В., Постолатий В.М., Быкова Е. В., Бобылева Н. В. Эффективные средства транспорта электроэнергии. Сборник трудов международной конференции ТРАВЭК, Москва, 8-9 ноября 2011.
- [9] Александров Г.Н., Евдокунин Г.А., Подпоркин Г.В. Параметры воздушных линий электропередачи компактной конструкции. Электричество, 1982, № 4, с. 10-17.

Сведения об авторах

Долгополов А.Г., д.т.н., технический директор ОАО «Электрические управляемые реакторы», г. Москва. **Кондратенко Д.В.**, инж., ОАО «Электрические управляемые реакторы», г. Москва.

Уколов С.В., главный конструктор ОАО «Запорожтрансформатор», Украина.

Постолатий В.М., д.т.н., академик АН М, заведующий лабораторией Института энергетики АН Молдовы, г. Кишинев.

Приложение

Условные обозначения

БСК – Батарея статических конденсаторов;

- ДПТ датчик постоянного (выпрямленного) тока;
- ДПН датчик постоянного (выпрямленного) напряжения;
- КО компенсационная обмотка;
- ОПН ограничитель перенапряжений;
- ОУ обмотка управления управляемого шунтирующего реактора;

РЗ – релейная защита;

- РПН регулятор переключения под нагрузкой;
- РТУ реактор трехфазный управляемый подмагничиванием, серия управляемых подмагничиванием
- реакторов производства «Запорожтрансформатор»;
- САУ система автоматического управления;

СО – сетевая обмотка управляемого шунтирующего реактора;

СТК – статический тиристорный компенсатор реактивной мощности;

ТМП – трансформатор с преобразователем;

ТТ – трансформаторы тока;

УСВЛ – управляемые самокомпенсирующиеся высоковольтные линии.

УШР – управляемый шунтирующий реактор;

УШРТ – управляемый шунтирующий реактор трансформаторного типа.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МОДИФИЦИРОВАННОГО ДВУХСТЕРЖНЕВОГО ФАЗОРЕГУЛИРУЮЩЕГО ТРАНСФОРМАТОРА Л.П. Калинин, Д.А. Зайцев, М.С. Тыршу, В. П. Берзан

Институт энергетики Академии наук Молдовы, г. Кишинев, Республика Молдова

Аннотация. Статья посвящена моделированию в среде Simulink нормальных режимов модифицированного двухстержневого фазорегулирующего трансформатора, определению энергетических характеристик устройства, анализу и сравнению полученных данных с результатами расчетных экспериментов, проведенных ранее на модели фазорегулирующего трансформатора, выполненного по классической схеме «Marcerau Connection».

Ключевые слова: Simulink моделирование, фазорегулирующий трансформатор энергетические характеристики.

CARACTERISTICILE ENERGETICE ALE TRANSFORMATORULUI DE REGLARE A DECALAJULUI DE FAZĂ MODIFICAT L.Calinin, D. Zaițev, M.Tîrşu, V.Berzan

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

Rezumat. În lucrare se prezintă modelarea în mediul MATLAB (Simulink) a diferitor regimuri ale instalației de reglare a decalajului de fază cu două transformatoare modificat, ce permite determinarea caracteristicilor energetice ale acesteia, analiza și compararea rezultatelor obținute prin simulări matematice cu cele experimentale, obținute în baza mostrei instalației, executat după schema clasică "Marcerau Connection". **Cuvinte-cheie:** simulare, transformator de decalaj a fazei, caracteristici energetice.

POWER CHARACTERISTICS OF TWO CORE MODIFIED PHASE SHIFT TRANSFORMER L.Calinin, d. Zaiţev, M.Tîrşu, V.Berzan

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

Abstract. The paper is aimed to Simulink modeling of different functioning modes of two core modified phase shift transformer. This one allowing to determine power characteristics of installation, analyze and compare of results obtained by mathematical modeling and experimental data obtained by help of physical sample of installation, performed on base technical solution called "Marcereu Connection".

Keywords: simulation, phase shift transformer, power characteristics.

Введение

Одно из направлений научных исследований, проводимых в ИЭ АНМ, связано с разработкой эффективных (с точки зрения уменьшения массогабаритных показателей, а значит и стоимости) схемных вариантов трансформаторных фазорегулирующих устройств. Настоящая публикация посвящена разработке модели нового варианта двухстержневого фазорегулирующего трансформатора [1] в среде Simulink (Matlab), что является дальнейшим развитием расчетных экспериментов, представленных в [2,3]. Техническая эффективность и перспективность практического применения исследуемого устройства будет оценена путем сравнения с рассмотренным ранее по той же методике фазорегулирующим трансформатором, выполненным по схеме «Marcerau Connection».

Simulink - модель модифицированного двухстержневого фазорегулирующего трансформатора

Принципиальная схема модели модифицированного двухстержневого фазорегулирующего трансформатора представлена на рис.1. Характерная особенность этой схемы состоит в том, что в отличие от варианта, представленного в [2],

напряжение фазового сдвига U_{sr} является результатом суммирования напряжений высоковольтных обмоток как возбуждающего (Exiting), так и добавочного (Boosting) трансформатора, т.е.

$$U_{sr} = U_{2p}' + U_{3q}' + U_{3q}'' + U_{2p}''.$$

Элементы возбуждающего трансформатора помечены индексами «q», элементы добавочного трансформатора помечены индексами «p».

Базовые напряжения указанных высоковольтных фазосдвигающих обмоток устанавливается в зависимости от заданных значений предельного угла фазового сдвига в положительной (ψ'_{max}) и отрицательной (ψ'_{max}) области в соответствии с соотношениями:

$$U_{2p}^{'} = U_{2p}^{''} = \frac{\sin \frac{\psi_{\max}^{'}}{2} + \sin \frac{\psi_{\max}^{''}}{2}}{2} \cdot U_{s}^{'}; \quad U_{3q}^{'} = U_{3q}^{''} = \frac{\sin \frac{\psi_{\max}^{'}}{2} - \sin \frac{\psi_{\max}^{''}}{2}}{2} \cdot U_{s}^{'}.$$

Рассматриваемый схемный вариант обеспечивает снижение расчетной мощности добавочного трансформатора. При этом наибольший эффект снижения будет иметь место, если один из этих углов (ψ'_{max} или ψ''_{max}) будет равен нулю. Поэтому устройство, выполненное по схеме рис.1, будем рассматривать при условиях: $\psi'_{max} = +60^{\circ}$ и $\psi''_{max} = 0^{\circ}$



Рис.1. Модифицированный двухстержневой фазорегулирующий трансформатор

Отметим также, что входные электрические значения помечены индексом «s», а выходные электрические величины обозначены индексом «r»:

 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).



Рис.2. Принципиальная схема Simulink – модели модифицированного двухстержневого фазорегулирующего трансформатора.

Основные параметры устройства, обозначения и ключевые показатели для анализа и сравнения приняты такими же, как для классического варианта, рассмотренного в [2].

На основе схемы рис.1 в среде Symulink (Matlab) была создана комплексная модель фазорегулирующего устройства (рис.2), позволяющая проводить различные расчетные эксперименты, а также измерение токов и напряжений на всех элементах исследуемого объекта. Для удобства проведения расчетных экспериментов каждый из трансформаторов, образующих ФРТ, представлен в модели в виде группы однофазных трансформаторов.

Параметры элементов одной фазы каждого трансформатора представлены в табл.1 и соответствуют заданной трехфазной мощности нагрузки устройства, равной 10kVA, при напряжении $U_r = 220V$.

Характеристика насыщения возбуждающего трансформатора подобна аналогичной характеристике возбуждающего трансформатора схемного варианта, рассмотренного в [2], что позволяет более корректно сравнивать энергетические показатели соответствующих устройств.

Таблица 1. Параметры моделей трансформаторов составляющих ФРТ

PROBLEMELE ENERGETICII REGIONALE 3(17) 2011

🖬 Block Parameters: Boosting transformer Faza A 🛛 🛛 🗙	🖼 Block Parameters: Exiting Transformer Faza A 🛛 🛛 🔀
Multi-Winding Transformer (mask) (link)	Multi-Winding Transformer (mask) (link)
Implements a transformer with multiple windings. The number of windings can be specified for the left side and for the right side of the block. Taps can be added to the upper left winding or to the upper right winding.	Implements a transformer with multiple windings. The number of windings can be specified for the left side and for the right side of the block. Taps can be arded
Parameters	to the upper left winding or to the upper right winding.
Units: SI	Parameters
Number of windings on left side	Units: SI
1	Number of windings on left side
Number of windings on right side	1
	Number of windings on right side
Tapped winding no taps	2
Nominal power and frequency [Pn(VA) fn(Hz)]:	Tapped winding taps on upper right winding
) (inding particul valuages [11] 112 - 11a] 0/(ma):	Number of taps (equally spaced):
[220 55 55 1	1
Winding resistances (B1 B2 Bn) (Ohm):	Nominal power and frequency [Pn(VA) fn(Hz)]:
[0.31 0.05 0.05]	
Winding leakage inductances [L1 L2 Ln] (H):	Winding nominal voltages [U1 U2 Un] (Vrms): [229, 110, 0.1]
[1.8e-3 0.11e-3 0.11e-3]) (inding registeness [P1 P2 _ Pa] (0km);
Saturable core	10.33 0.08 0.211
Magnetization resistance Rm (Ohm)	Winding leakage inductances [L1 L2 Ln] (H):
2580	[3.8e-3 0.32e-3 0.026e-6]
Magnetization reactance Lm (H)	Saturable core
4.11	Magnetization resistance Rm (Ohm)
Measurements All measurements (V I Flux)	5776
Show additional parameters	Saturation characteristic [i1(A) , phi1(V.s) ; i2 , phi2 ;]
	[0 0;0.284 1.97;7.1 2.32]
	Simulate hysteresis
	Measurements All measurements (V I Flux)
	I I Show additional parameters
OK Cancel Help Apply	OK Cancel Help Apply

Результаты тестирования устройства в расчетных опытах холостого хода и короткого замыкания

Тестирование исследуемого варианта в режимах холостого хода и короткого замыкания позволяет построить эквивалентную схему замещения устройства [2], которая может быть использована как для определения потерь мощности в его элементах, так и для построения нагрузочной характеристики ФРТ при различных условиях.

Результаты опыта холостого хода, полученные с использованием Simulink – модели, представлены в табл.2.

ruomių 2. resymbulis ombilu Achoeloro Acdu									
Position	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$kU_{2q}(V)$	-220	-165	-110	-55	0	55	110	165	220
$L_{-}(H)$	1.258*10-	0.708*10-	0.315*10-	0.079*10-	0.026*10-	0.079*10-	0.315*10-	0.708*10-	1.258*10-
$\mathcal{L}_{W_{2q}}(\mathbf{m})$	3	3	3	3	6	3	3	3	3
$U_{sr}\left(V ight)$	0.323	33.3	66.0	97.5	127.5	156.0	183.0	207.7	230.2
ψ°	0.08	8.3	16.5	24.5	32.2	39.6	46.9	53.8	60.0
$I_{id}\left(A ight)$	0.603	0.485	0.396	0.338	0.312	0.314	0.34	0.388	0.452
$\Delta P_{id}\left(W ight)$	55.0	42.7	33.6	27.9	25.4	25.8	28.8	34.2	41.2
$\Delta Q_{id} (VAr)$	127.5	103.0	84.7	72.7	67.1	67.4	72.7	82.4	95.5
$U_{1q}\left(V ight)$	398.0	397.0	394.0	389.0	382.0	374.0	365.0	355.0	344.5
$Z_{id}(Ohm)$	381.4	474.2	580.8	680.5	737.2	732.5	676.5	592.8	508.8
$r_{id}(Ohm)$	961.8	1238.9	1574.4	1896.1	2082.7	2050.4	1836.8	1546.8	1283.9
$x_{id}(Ohm)$	415.5	513.3	624.9	729.1	788.2	784.3	727.6	641.8	554.2

Таблица 2. Результаты опыта холостого хода

В процессе тестирования задавались различные уровни напряжения kU_{2q} между условно перемещающимися контактами механизма РПН обмотки W_{2q} , которое подается на первичную обмотку W_{2p} добавочного трансформатора. Изменяющаяся при этом индуктивность, вводимая в цепь управления, определяется величиной $k^2 L_{W_{2q}}$. Полный диапазон регулирования угла ψ в табл.2 и далее представлен девятью дискретными значениями в строке «Position».

Измеряемыми величинами являются: $U_{sr}, \psi^{\circ}, I_{id}, \Delta P_{id}, \Delta Q_{id}, U_{1q}$. При этом расчетными параметрами будут: Z_{id}, x_{id}, r_{id} . Характер изменения напряжения U_{1q} также определяет и характер изменения магнитной индукции в стержнях возбуждающего трансформатора при регулировании угла ψ .

Результаты расчетного опыта короткого замыкания представлены в табл.3. При этом величина тока короткого замыкания поддерживалась на уровне $I_{sc} = 12A = const$ путем соответствующего подбора величины напряжения питания U_{sc} .

Position	1	2	3	4	5	6	7	8	9
I (H)	1.258	0.708	0.315	0.079	0.026	0.079	0.315	0.708	1.258
$\mathcal{L}_{W_{2q}}(\mathbf{m})$	*10-3	*10-3	*10-3	*10-3	*10-6	*10-3	*10-3	*10-3	*10-3
$U_{sc}(V)$	14.2	13.8	13.8	14.0	14.5	15.2	16.1	17.1	18.2
$\Delta P_{sc}(W)$	92.0	91.5	92.9	93.8	95.6	97.3	99.5	101.4	103.4
$\Delta Q_{sc}(VAr)$	143.3	137.2	136.9	139.0	145.4	154.3	166	178.6	192.6
$Z_{sc}(Ohm)$	1.183	1.15	1.15	1.16	1.21	1.27	1.34	1.43	1.52
$r_{sc}(Ohm)$	0.638	0.635	0.645	0.65	0.665	0.675	0.691	0.704	0.718
$x_{sc}(Ohm)$	0.996	0.959	0.952	0.961	1.011	1.075	1.148	1.245	1.339

Таблица 3. Результаты опыта короткого замыкания

Измеряемыми величинами при проведении опыта короткого замыкания являются: U_{sc} , ΔP_{sc} , ΔQ_{sc} . Расчетными параметрами служат: Z_{sc} , r_{sc} , x_{sc} .

Характеристики активной (r_{id}) и реактивной (x_{id}) составляющих полного сопротивления (Z_{id}) ветви намагничивания ФРТ, а также характеристики активной (r_{sc}) и реактивной (x_{sc}) составляющих его продольного сопротивления (Z_{sc}) , изображены на рис.3 и рис.4 соответственно.

Потери активной мощности в устройстве и характер их изменения в зависимости от угла ψ иллюстрируют графики, представленные на рис.5.

Принятые на рис.6 обозначения имеют следующий смысл:

- потери холостого хода - ΔP_{id} ;

- потери короткого замыкания - ΔP_{sc} ;

- суммарные потери - $\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{id} + \Delta P_{sc}$.



Рис.3. Характеристики активной (r_{id}) и реактивной (x_{id}) составляющих сопротивления



Рис.4. Характеристики активной (r_{sc}) и реактивной (x_{sc}) составляющих сопротивления (Z_{sc}) ФРТ в режиме короткого замыкания



Рис.5. Характер изменения потерь мощности в устройстве при изменении угла ψ .

Сравнение полученных характеристик с аналогичными характеристиками фазорегулирующего трансформатора по схеме «Marcerau Connection», рассмотренного в [2], свидетельствует о том, что предлагаемая технология обеспечивает снижение потерь мощности.

Результаты тестирования устройства в режиме нагрузки.

Основной целью тестирования устройства в режиме нагрузки (на данном этапе рассмотрения вопроса) является ориентировочная оценка эффективности предлагаемой технологии с точки зрения снижения расчетной мощности силовых трансформаторов, образующих ФРТ. Поэтому, в целях упрощения методического похода к поставленной задаче, ограничим условия нагрузочного режима работой ФРТ на чисто активную нагрузку. Это условие в равной степени относится и к объекту сравнения, а значит, не повлияет на результаты сопоставления.

Корректность сравнения получаемых результатов будет обеспечена, если сравниваемые показатели представлены в относительных единицах через некоторую базисную величину. В качестве базовой величины целесообразно принять полную мощность на выходе устройства $S_r = U_r I_r$.

В процессе тестирования устройства в режиме нагрузки соблюдалось условие $I_r = 12A = const$. Это условие выполнялось путем соответствующей корректировки активного сопротивления нагрузки, подключаемого к выходным зажимам ФРТ. Принятое значение тока нагрузки соответствует проходной мощности намеченного к изготовлению лабораторного образца ФРТ, это же значение тока поддерживалось и при проведении опыта короткого замыкания.

Результаты нагрузочных испытаний исследуемого фазорегулирующего трансформатора представлены в табл.4. Наряду с показателями, характеризующими нагрузочный режим (L), в таблице представлены также некоторые характеристики режима холостого хода (I), которые, как и в [2,3] используются для определения расчетной мощности элементов устройства.

В соответствии с принятым стандартом, расчетная мощность силового трансформатора определяется как полусумма мощностей всех его обмоток. В свою очередь, расчетная мощность каждой обмотки определяется произведением максимального напряжения на максимальный ток этой обмотки при всех возможных режимах работы трансформатора. Поэтому напряжения и токи, отмеченные в табл.4 определенным маркером, являются базовыми для определения расчетных мощностей соответствующих обмоток.

Исходя из этих условий и данных табл.4, определим расчетную мощность каждого трансформатора, входящего в состав ФРТ.

- Расчетная мощность (*S_a*) возбуждающего трансформатора:

$$S_q = \frac{S_{W_{1q}} + S_{W_{2q}} + S_{W_{3q}^{*}} + S_{W_{3q}^{*}}}{2} = 3023.6W$$

где величины расчетных мощностей отдельных обмоток этого трансформатора $\left(S_{W_{1q}}, S_{W_{2q}}, S_{W_{3q}}, S_{W_{3q}}\right)$, в соответствии с промаркированными в табл.4 токами и напряжениями, определяются следующими значениями:

$$\begin{split} S_{W_{1q}} &= 398 \cdot 7.2 = 2865.6W \quad S_{W_{2q}} = 265.7 \cdot 5.88 = 1562.3W \quad S_{W_{3q}}^{'} = 66.5 \cdot 12.3 = 817.9W \\ S_{W_{2}}^{'} &= 66.5 \cdot 12.05 = 801.3W \;. \end{split}$$

- Расчетная мощность (S_p) добавочного трансформатора:

$$S_{p} = \frac{S_{W_{1p}} + S_{W_{2p}^{'}} + S_{W_{2p}^{'}}}{2} = 1602W,$$

где величины расчетных мощностей $(S_{W_{1p}}, S_{W_{2p}}, S_{W_{2p}})$ определяются значениями:

$$S_{W_{1p}} = 265.7 \cdot 5.9 = 1567.6W \;, \;\; S_{W_{2p}^{'}} = 67.2 \cdot 12.3 = 826.6W \;, \;\; S_{W_{2p}^{'}} = 67.2 \cdot 12.05 = 809.8W \;.$$

Таким образом, расчетная мощность фазорегулирующего трансформатора (S_{PST}), образованного возбуждающим и добавочным элементами, приобретает значение:

$$S_{PST} = S_p + S_q = 3023 + 1602 = 4625.6W$$

Относя (S_{PST}) к мощности на выходе устройства $S_r = U_r \cdot I_r = 221.9 \cdot 12 = 2662.8W$, получаем относительное значение интересующей нас величины $\frac{S_{PST}}{S_r} = \frac{4625.6}{2662.8} = 1.737$.

Аналогичный показатель для фазорегулирующего трансформатора по схеме, «Marcerau Connection», представленного в [2], составляет 2.15. Полученный результат свидетельствует о том, что предлагаемое схемное решение позволяет уменьшить полную расчетную мощность ФРТ на 19.2%.

Рассматриваемый схемный вариант ФРТ одновременно обеспечивает значительное снижение «маневрируемой мощности», т.е. той части проходной мощности устройства, которая подвергается прямому электрическому обмену между возбуждающим и добавочным трансформаторами. Максимальную величину этой мощности (в расчетных данных табл.4) представляет произведение отмеченных маркером тока и напряжения обмотки W_{1n} добавочного трансформатора:

$$S_{W_{1n}} = 265.7 \cdot 5.9 = 1567.6W$$

При регулировании фазового сдвига на основе средств силовой электроники значение $S_{W_{1p}}$ также представляет некоторый условный эквивалент расчетной мощности (S_{PE}) полупроводниковых коммутирующих устройств.

Отнеся эту величину к мощности нагрузки, получим достаточно удобный для сравнения различных схемных вариантов показатель:

$$\frac{S_{PE}}{S_r} = \frac{S_{W_{1p}}}{S_r} = \frac{1567.6W}{2662.8W} = 0.59 \text{, t.e. } S_{PE} = 0.59 \cdot S_r \text{.}$$

Аналогичный показатель для ФРТ по схеме «Marcerau Connection», рассмотренной в [2], составляет 1.07. Это означает, что расчетная мощность средств силовой электроники, может быть уменьшена, как минимум, на 44.9%.

Необходимо отметить, что существуют и другие возможности дальнейшего снижения расчетной (типовой) мощности ФРТ и образующих его элементов. Как следует из материалов публикации [3], определенные перспективы в этом отношении открываются при параллельном (с высоковольтной обмоткой добавочного трансформатора) подключении батареи статических конденсаторов. Эффективность такого подключения будет рассмотрена применительно к другим вариантам схемного исполнения ФРТ.

Position	l	1		2	,	3	}	4		5		6)	7		8	8 9		
$L_{\left(W_{2q}\right)}\left(H\right.$)	1.26*	10-3	0.708	*10-3	0.315	*10-3	0.079*10-3 0.026*10-6 0		0.079*10-3 0.315*10-		*10-3	0.708*10-3		1.26*10-3				
$\psi_{\it ref}^{\circ}$	Ι	0		7.	8	16	.8	24.6		31.8		40.8		48	3	52.8		60	
ψ°	L	-2.	.4	6.	6	15	.6	23	.4	30	.6	37	.8	43	5	52.2		57.6	
$U_{\rm sr}(V)$	I	0.3	41	33	.3	6	6	97	.6	127	7.9	156	5.5	183	8.1	207	7.7	230.2	
5. ()	L	10	.9	25	.8	57	.5	88	.5	11,	/.9	143	5.4	170	0.9	194	1.3	215	0.6
$U_r(V)$	L	222	2.9	22	.3	22	23	222	2.9	222	2.8	222	2.6	222.4		222.1		221.9	
$\Delta P(W)$	L	134	1.8	122	2.6	114	4.1	109	9.5	108	8.4	110.5		115.4		122.4		131	
Paramete	rs	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.	Ι	<mark>-265.7</mark>		-198.9		-131.6		-65		0.132		62.6		122		178		230.1	
,, Ib	L	-264.1	5.88	-196.7	<mark>5.9</mark>	-129.5	5.9	-63.6	5.9	1.24	5.8	60.7	5.7	117.9	5.6	171.2	5.5	220.6	5.3
W_{\cdot}	I	-66.4		-49.7		-32.9		-16.2		0.06		15.7		30.5		44.5		57.5	
// 2 <i>p</i>	L	<mark>-67.2</mark>	<mark>12.3</mark>	-50.4	12.25	-33.5	12.2	-17.	12.2	1.8	12.2	14.3	12.2	28.6	12.2	42	12.2	54.4	12.2
W_{-} "	Ι	-66.4		-49.7		-32.9		-16.2		0/05		15.6		30.5		44.5		57.5	
// 2 <i>p</i>	L	<mark>-67.2</mark>	<u>12.05</u>	-50.5	12.05	-33.7	12.05	-17.3	12.05	1.8	12	13.9	12	28.1	12	41.4	12	53.8	12.
W,	Ι	<mark>398</mark>		397		394		389.1		382.5		374.4		365.2		355.2		344.5	
19	L	392.	0.347	391.3	1.27	388.4	2.2	383.6	3.1	377.2	4.	369.5	4.9	360.8	5.7	351.4	6.5	341.5	<mark>7.2</mark>
W_{2}	Ι	<mark>265.7</mark>		198.9		131.6		65.		0.132		62.6		122		178		230.1	
29	L	264.1	<mark>5.88</mark>	196.7	5.88	129.5	5.88	63.6	5.85	1.22	5.8	60.7	5.7	117.9	5.6	171.2	5.5	220.6	5.3
W_{2}	Ι	<mark>66.5</mark>		66.4		65.9		65.1		64		62.6		61.1		59.4		57.6	
5q	L	63.2	<u>12.3</u>	63	12.25	62.5	12.2	61.7	12.2	60.6	12.2	59.4	12.2	57.9	12.2	56.4	12.2	54.8	12.2
W_2 "	Ι	<mark>66.5</mark>		66.3		65.8		65		63.9		62.6		61		59.3		57.5	
, ' 3q	L	63.1	12.05	62.7	12.05	61.9	12.05	60.8	12.05	59.4	12	57.9	12	56.2	12	54.5	12	52.6	12

Таблица4. Результаты нагрузочного теста двухстержневого фазорегулирующего трансформатора

Заключение

В работе проведено предварительное исследование нового варианта двухстержневого фазорегулирующего трансформатора [1]. Разработана модель устройства в среде Simulink (Matlab), позволившая провести серию расчетных экспериментов. Определены параметры схемы замещения ФРТ при регулировании угла фазового сдвига. Результаты тестирования устройства в режиме нагрузки подтверждают целесообразность дальнейшего развития предлагаемых технических решений.

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 рамке проекта STCU/5388.

Литература

- Calinin L., Zaitev D., Tîrşu M., Berzan V. Instalație de reglare a decalajului de fază cu două transformatoare, Brevet de invenție. MD 3823 F1 2009.01.31. BOPI nr.1/2009.
- [2] Л.Калинин, Д. Зайцев, М. Тыршу. Применение SIMULINK(MATLAB) для анализа энергетических характеристик классического фазорегулирующего трансформатора În: Problemele energeticii regionale. nr.2(16)/2011. www.ie.asm.md.
- [3] L.Calinin, D.Zaiţev, M.Tîrşu, V.Berzan, D.Ylatanovici. Using of capasitor bank in combination with classical two-core phase shift installation. Review Energy Technologies generation, transmission and distribution of electric and thermal energy nr.(8)/2011, <u>www.icemenerg.ro</u>

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 проводит в области управления транспортными сетями, диагностики высоковольтного оборудования, силовой электроники и др.

УДК 621.56.59 КОМБИНИРОВАННОЕ ОХЛАЖДЕНИЕ УЗЛА КОНДЕНСАЦИИ КОМПРЕССИОННЫХ ХОЛОДИЛЬНЫХ УСТАНОВОК В.А. Максименко, А. Н. Фот

Омский государственный технический университет

Аннотация. На крупных холодильных установках традиционно принято компоновать узел конденсации конденсаторами водяного охлаждения. В условиях современной тенденции к дефициту и росту стоимости охлаждающей воды целесообразно комбинированное охлаждение узла конденсации на действующих и проектируемых крупных холодильных установках. Комбинированное охлаждение узла конденсации позволяет стабилизировать давление конденсации и существенно сократить потребление охлаждающей воды.

Ключевые слова: комбинированное охлаждение, узел конденсации, водяное и воздушное охлаждение.

RĂCIRE COMBINATĂ A NODULUI DE CONDENSATIE AL INSTALATIILOR FRIGORIFICE CU **COMPRESIE DE VAPORI**

V.A. Macsimenco, A.N. Fot

Universitatea Tehnică din Omsc

Federatia Rusă

Rezumat. Instalațiile frigorifice mari sunt tradițional înzestrate cu condensatore de răcire cu apă. În condițiile de creștere a prețului apei este rațională răcirea combinată a nodului de condensație la instalațiile frigorifice mari. Răcirea combinată dă posibilitatea stabilizării presiunii de condensație și micșorării rezonabile a consumului apei de răcire. Cuvinte – cheie: răcire combinată, condendsator, răcire cu apă, răcire cu aer.

COMBINED COOLING OF CONDENSATION UNIT OF VAPOR COMPRESSION REFRIGERATION **STATIONS**

V.A. Maksimenko, A.N. Fot

Omsk State Technical University

Russian Federation

Abstract. In large refrigeration systems it is used to compose condensation node with water-cooled condensers. In actual conditions of deficit and increase of cooling water price it is appropriate combined cooling of condensation unit on existing and developed large refrigeration facilities. Combined cooling of condensation unit allows stabilizing the condensing pressure and significantly reducing the consumption of cooling water.

Keywords: combined cooling, condensation unit, water cooling, air cooling.

Традиционно считалось более целесообразным конденсаторы крупных и средних холодильных установок охлаждать водой, однако в настоящее время складываются тенденции к дефициту охлаждающей воды и росту ее стоимости. Для решения этой проблемы в компрессорном машиностроении достаточно широко стало внедряться воздушное охлаждение узла конденсации (КВО), так как этот способ имеет ряд преимуществ. Таких как:

лешевизна теплоприемника, обладающего практически неограниченной теплоемкостью;

- несмотря на большие габариты КВО требуют меньшей площади на территории предприятия, чем аппараты для охлаждения воды и насосные станции (КВО занимают около 3%, против 15% водяного хозяйства) [6];

простота монтажа и обслуживания;

- уменьшается объем ремонтных работ из-за уменьшения коррозии конденсаторов и объем работ по очистке теплообменных поверхностей от загрязнений;

- обеспечивается стабильность коэффициента теплопередачи, благодаря отсутствию загрязнений на поверхности ребристых труб;

- устраняется сброс загрязненных сточных вод в водоемы.

ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ТЕПЛОВОГО НАСОСА С ВИХРЕВОЙ ТРУБОЙ

Шит М.Л., (Институт энергетики Академии Наук Молдовы),

Иойшер А.М., (Институт "ELIRI"), Шит Б.М. (Институт энергетики Академии Наук

Молдовы)

Аннотация. Проведен анализ эффективности использования вихревой трубы в тепловом насосе на диоксиде углерода. Тепловой насос предназначен для одновременной выработки теплоты на одном температурном уровне и холода на двух температурных уровнях. Предлагаемая гидравлическая схема сравнивается с известными тепловыми насосами, использующими эжекторы. На конкретном примере показано, что схема с вихревой трубой имеет больший коэффициент тепловой эффективности.

Ключевые слова: тепловой насос, диоксид углерода, вихревая труба, энергетическая эффективность.

ESTIMAREA INDICILOR DE FUNCȚIONARE A POMPEI DE CĂLDURĂ CU TUBUL DE VÂRTEJURI

Şit M.L., (Institutul de Energetică al AȘM), Ioișer A.M. (Institutul de Cercetări Științifice "ELIRI"),

Şit B.M. (Institutul de Energetică al AȘM)

Rezumat. Este efectuată analiza eficacității de utilizare a tubului de vârtejuri în pompa de căldură cu dioxid de carbon în calitate de agent frigorific. Pompa de căldură este destinată spre producerea simultană a căldurii la un nivel de temperatură și frigului pe două nivele de temperatură. Schema propusă este comparată cu pompa de căldură, care utilizează ejectori. La un exemplu concret este demonstrată, că schema cu tub de vârtejuri are coeficientul de performanță termică mai mare decît cea cu ejectoare.

Cuvinte-cheie: pompa de căldură, tub de vârtejuri, dioxid de carbon, eficiență energetică.

ESTIMATION OF INDICES OF QUALITY OF WORK OF HEAT PUMP WITH VORTEX TUBE

Sit M.L. (Institute of Power Engineering of the ASM), Ioisher A.M. (Research Institute "ELIRI"),

Sit B.M. (Institute of Power Engineering of the ASM)

Abstract. It is performed analisys of the use of efficiency of the use of vortex tube in heat pump with carbon dioxide as the refrigerant. Heat pump is desinated for parallel production of of heat on one temperature level and cold on two temperature levels. Scheme is compared with heat pump in which ejectors are used. It is demonstrated on the exemple that scheme with the vortex tube has COP increased comparitive with those with ejectors. **Keywords:** heat pump, carbon dioxide, vortex tube, energy efficiency.

Обозначение	Наименование и единица измерения
\dot{m}_{C}	Массовый расход среды на выходе холодного потока из вихревой трубы (ВТ), кг/с.
$\dot{m}_{_{IN}}$	Массовый расход среды на входе потока в ВТ, кг/с.
T_{H}	Температура горячего потока на выходе из вихревой трубы, К.
T_{C}	Температура холодного потока на выходе из вихревой трубы, К.
T_{IN}	Температура потока на входе в вихревую трубу, К.
\dot{Q}_{c}	Тепловая мощность холодного потока на выходе из вихревой трубы, Вт
Р	Мощность потока на входе в вихревую трубу, Вт
h_{IN}	Удельная энтальпия потока на входе в вихревую трубу, Дж/кг.
h_{C}	Удельная энтальпия потока на выходе из вихревой трубы, Дж/кг.
R_m	Удельная газовая постоянная, Дж/(кг К).
p_{IN}	Давление на входе в вихревую трубу, МПа.
p_{C}	Давление холодного потока на выходе из вихревой трубы, МПа.

Условные обозначения

Введение

По вопросам разработки и моделирования работы тепловых насосов с вихревой трубой имеется ограниченное количество публикаций [1,2,3,4]. В работах [1,2] предложены две схемы тепловых насосов, которые в дальнейшем были исследованы в [3,4]. В них проведено сравнение между собой схем [1] и [2] с учетом первого и второго законов термодинамики, причем в работе [3] отмечено, что использование вихревой трубы по схеме, описанной в [2] более эффективно, чем по схеме, указанной в [1]. Вопросы исследования схемы теплового насоса на диоксиде углерода с двумя испарителями, работающими на разных температурных уровнях до настоящего времени не рассматривались.

Некоторые вопросы анализа тепловой схемы

Для анализа возможных показателей качества работы вихревой трубы на диоксиде углерода используем результаты работ [5,6]. В [5], со ссылкой на экспериментально полученные данные, отмечается, что температурные эффекты охлаждения (отношения разностей температур на холодном выходе и входе вихревой трубы) диоксида углерода и метана по отношению к продувке воздухом составляют 0,79 и 0,82 соответственно. В работе [6] для некоторых параметров вихревой трубы показано, что перепад температур на "холодном" конце вихревой трубы по отношению ко входной температуре при работе на диоксиде углерода на 16-20% меньше, чем при работе на метане. Аналогичный результат представлен в [7] со ссылкой на опыты В.П. Алексеева и В.С. Мартыновского за 1957 г.

Так как значения падений температур на холодном конце вихревой трубы для метана и диоксида углерода являются достаточно близкими, то в качестве «первого приближения» при оценке работы вихревой трубы на диоксиде углерода используем результаты продувки или эксплуатации вихревой трубы на метане [6,7,11]. В работе [8] выведено уравнение, позволяющее прогнозировать работу вихревой трубы на метане, зная ее показатели при работе на воздухе. Для этого в [8] введен параметр

$$\theta_{KP} = \frac{k \cdot T_{KP}}{\varepsilon_0},\tag{1}$$

где k – константа Больцмана (Дж/К); T_{KP} – критическая температура (К); ε_0 – потенциал Леннарда-Джонса (минимальная потенциальная энергия межмолекулярного взаимодействия (Дж)). Интересующие нас свойства метана и диоксида углерода представлены в таблице 1.

		- ··· ·· ·· ··	
Газ	$\frac{\varepsilon_0}{k}$	T_{KP}	$ heta_{\scriptscriptstyle KP}$
Метан (CH ₄)	148,6 [5,9]	190,66	1,28
Диоксид углерода (CO ₂)	$\frac{154,3 [5];}{195,2 [9];}$ $\varepsilon_0 / k = 192,192 - 136,307 \times \exp(-0,00353196 \times T) [10]$	304,2	1,56 2,391,99 (T=200350)

Таблица 1. Некоторые тепловые характеристики метана и диоксида углерода

Рассмотрим вопрос об эффективности вихревой трубы.

Обозначим ε долю массового расхода холодного потока по отношению к массовому расходу входного потока.

$$\varepsilon = \frac{m_C}{m_{IN}},\tag{2}$$

Коэффициент тепловой эффективности вихревой трубы (*COP_{BT}*) определяется соотношением:

$$COP_{BT} = \frac{\dot{Q}_{C}}{P},$$
(3)

где, \dot{Q}_{c} – тепловая мощность холодного потока на выходе из вихревой трубы:

$$Q_C = \dot{m}_C h_C \,. \tag{4}$$

Для вихревой трубы входная мощность:

$$P = \dot{m}_{IN} R_m T_{IN} \ln \left(\frac{p_{IN}}{p_C} \right), \tag{5}$$

где, *Р* мощность насоса или нагнетателя. Определим СОР теплового насоса с вихревой трубой, как отношение суммы мощностей компрессора и насоса к тепловой мощности, отдаваемой тепловым насосом в нагрузку.

Рассмотрим схему теплового насоса на диоксиде углерода, предназначенного для выработки теплоты и холода на двух температурных уровнях (рис.1).

Тепловой насос состоит из компрессора 1, эжекторов 2 и 7, газоохладителя 3, регулирующих клапанов 4, 10, 12, насоса 5, вихревой трубы 6, второго испарителя 11, теплообменника 9. На схеме обозначены линией 1 поток нагреваемой среды, линией 2 и 3 потоки охлаждаемых сред (рекуперативный теплообменник одна часть которого установлена перед компрессором, в вторая после газоохладителя на схеме не показан). Горячий поток после вихревой трубы обозначен "Н", холодный поток газа "G", холодный поток жидкости "F". Схема работает следующим образом: в контуре, образованном компрессором 1, газоохладителем 3, регулирующим клапаном 4, эжекторами 2 и 7, испарителем 8 происходит выработка теплоты и холода на первом температурном уровне. Этот уровень определяется регулирующим клапаном 4 и режимами работы эжекторов 2 и 7. Насос 5 служит для дозирования расхода в контур второго испарителя 11. Давление после вихревой трубы 6 определяется регулирующими клапанами 10 и 12.

Эти же клапаны определяют режимы работы эжекторов и испарителя 8.

Расчет по приведенным соотношениям показывает более высокую эффективность предлагаемой схемы теплового насоса на диоксиде углерода по сравнению с известными.

Рассмотрим конкретный пример режима работы теплового насоса, когда необходимо получить температуру рабочего тела после газоохладителя равную 70°С, при давлении 7,4 МПа, температуру первого испарителя равную 10°С, при давлении 4,6 МПа, температуру второго испарителя, равную -7°С при давлении рабочего тела 2,88 МПа. Начальная температура нагреваемой среды 15...20°С. Проведенные расчеты показывают, что при коэффициенте эжекции эжектора 7 равном 0,8 и давлении эжектирующего потока на входе в эжектор 7 равном7,0 МПа, давлении на эжектирующем входе эжектора равном 2,5 МПа давление на выходе эжектора 7 будет равным 4,5 МПа. Тогда давление на выходе эжектора два при коэффициенте эжекции 0,1 будет равно 4,0 МПа. Температура рабочего тела на выходе теплообменника 9 может быть обеспечена соответствующим подбором расходов через теплообменника). Температура рабочего тела на входе компрессора может

быть подобрана равной 20°С. При этом условии СОР теплового насоса будет равным 5,8. При работе газоохладителя можно обеспечить температуру газа после газоохладителя 22-23°С. Рассмотрим возможность снижения температуры с помощью вихревой трубы, когда отношение давлений на входе и выходе будет равно 2,4. По аналогии с [11] температуру рабочего тела после вихревой трубы можно снизить на 16-18°С, что подтверждает возможность работы в требуемом диапазоне температуру второго испарителя.

При работе теплового насоса с двумя эжекторами [12] СОР будет равен 4. При прокачке рабочего тела в жидком состоянии насосом 5 мощность насоса не превысит 10% от мощности компрессора.



Рис.1. Схема теплового насоса

Выводы

1. При использовании вихревой трубы в схеме теплового насоса на диоксиде углерода с двумя испарителями, работающими на разных температурных уровнях можно получить СОР выше, чем при типовой схеме включения испарителей.

2. Схема теплового насоса с вихревой трубой имеет меньше комплектующих по сравнению со схемой с двумя эжекторами.
Литература

- [1] Keller J., Göbel M. Die thermodrossel: eine anlage zur entspannung komprimierten flussigkeiten unter wärmeabgabe. Ki Luft und Kältetechnik 2 (1997), 57-60.
- [2] Maurer T. Patent DE 197 48 083 A1, Entspannungeinrichtung, 1999.
- [3] Chengming Gao Experimental Study on the Ranque-Hilsch Vortex Tube. Technische Universiteit Eindhoven, Thesis 2005, 159 pp. ISBN 90-386-2361-5. http:// alexandria.tue.nl/extra2/200513271.pdf. (последнее посещение сайта 02.12.2011).
- [4] Sarkar J. Cycle parameter optimization of vortex tube expansion transcritical CO₂ system. International Journal of Thermal Sciences 48(2009) 1823-1828.
- [5] Чижиков Ю.В. О зависимости величины эффекта Ранка от физической природы рабочего тела. Известия Академии Наук РФ «Энергетика», №2, 1997, с.130–133.
- [6] Алексеев В.П., Мартыновский В.С. Эффект вихревого температурного разделения перегретых паров и опытная проверка гипотезы Хилша Фультона. Известия АН СССР, ОТН, №1, 1956, с.71-79.
- [7] Yilmaz M., Kaya M., Karagoz S., Erdogan S A review on design criteria for vortex tubes. Heat Mass Transfer (2009) 45:613–632. DOI 10.1007/s00231-008-0447-8.
- [8] Шайкина А.А. Разработка системы критериальных уравнений расчета процесса энергоразделения вихревых малоразмерных труб. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Рыбинск, 2010. 16 с.
- [9] [9] Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей. Ленинград, Химия, 1982, 591 с.
- [10] Churakov S.V., Gottschalk M. Perturbation theory based equation of state for polar molecular fluids: I. Pure fluids. Geochimica et Cosmochimica Acta, Vol. 67, No. 13, pp. 2397–2414, 2003.
- [11] Бетлинский В., Жидков М., Овчинников В., Жидков Д. Экспериментальное исследование термодинамической эффективности регулируемой вихревой трубы на природном газе. "Нефтегазовые технологии", №2, 2008, с.2-6.
- [12] Шит М.Л., Балануцэ А.П., Шит Б.М. "Промышленная теплонасосная установка на диоксиде углерода с испарителями, работающими на различных температурных уровнях и при переменной нагрузке". Problemele Energeticii Regionale, №2, 2010, с. 47-58. http:// ieasm. webart.md/data/m71 2 134.doc.

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 диоксиде углерода, автоматическое управление технологическими процессами в энергетике, промышленности, сельском хозяйстве. E-mail: <u>mihail sheet@yahoo.com</u>

Иойшер Анатолий Матусович – к.т.н., зав. лабораторией Микропроводов и нитевидных наноструктур Института "ELIRI" (Кишинев). Область научных интересов: нанотехнология, сенсоры, производство тепла и холода с помощью вихревых труб и термоэлектрических тепловых насосов. E-mail: amyosher@gmail.com.

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

SISTEM DE ILUMINARE PE LED-URI ALIMENTAT DE LA CELULE FOTOVOLTAICE

M.Tîrşu, M.Uzun, A.Speian

Institutul de Energetică al AȘM, or. Chișinău, Republica Moldova V.Spivac, A.Bogdan

Institutul de Electronică Aplicată al Universității Naționale din Ucraina (Institutul Politehnic din Kiev), or.Kiev, Ucraina

Rezumat. În lucrare se prezintă realizarea practică a sistemului de iluminare eficient realizat pe diode luminiscente cu o putere sumară de 80W instalat pe tavanul unui coridor cu o lungime de 120 m, care substituie sistemul existent de iluminare realizat din 29 corpuri de iluminat a câte 4 tuburi fluorescente fiecare și o putere sumară instalată de 2088W. Sistemul de iluminare realizat este alimentat de la două panouri fotovoltaice cu puterea instalată de 170W. Energia produsă de panourile fotovoltaice este stocată în două baterii cu capacitate de 75Ah de unde prin intermediul convertorului specializat se aplică la sistemul de iluminare. Totodată, în lucrare se prezintă datele măsurate de stația meteo digitală (radiația solară și indicele de radiație ultravioletă), montată în apropiere de panourile fotovoltaice și se face o analiză comparativă cu parametrii reali ai energiei electrice furnizate de aceste panouri, care sunt stocate automat pe calculator.

Cuvinte-cheie: sistem fotovoltaic, baterii de stocare, celule fotovoltaice, sistem de iluminare, LED-uri.

POWERED LED LIGHTING SUPPLIED FROM PV CELLS M.Tîrşu, M.Uzun, A.Speian

Institute of Power Engineering of Academy of Sciences of Moldova, Chisinau, Republic of Moldova V.Spivac, A.Bogdan Institute of Applied Electronics of National University of Ukraine (Kiev Polytechnic Institute), Kiev, Ukraine

Abstract. The paper deals with practical realization of efficient lighting system based on LED's of 80W total power mounted on corridor ceiling total length of which is 120m and substitutes existing traditional lighting system consisting of 29 lighting blocks with 4 fluorescent lamps each of them and summary power 2088W. Realized lighting system is supplied from two photovoltaic panels of power 170W. Generated energy by PV cells is accumulated in two accumulators of 75Ah capacity and from battery by means of specialized convertor is applied to lighting system. Additionally, paper present data measured by digital weather station (solar radiation and UV index), which is mounted near of PV cells and comparative analyze of solar energy with real energy generated by PV cells is done. Measured parameters by digital weather station are stored by computer in on-line mode.

Keywords. PV system, accumulators, PV cells, lighting system, LED's.

СВЕТОДИОДНАЯ СИСТЕМА ОСВЕЩЕНИЯ, ПОЛУЧАЮЩАЯ ЭНЕРГИЮ ОТ ФОТОПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ

М.Тыршу, М.Узун, А.Спеян

Институт Энергетики АНМ, г.Кишинев, Республика Молдова

В.Спивак, А.Богдан

Институт Прикладной Электроники Технического Университета Украины (Киевский Политехнический Институт), г.Киев, Украина

Реферат. В работе рассматривается практическая реализация эффективной светодиодной системы освещения общей мощностью 80Вт расположенной на потолке коридора длинной 120м, которая заменила существующую традиционную систему освещения состоящую из 29 корпусов освещения

каждый из которых имел по 4 флуоресцентных ламп общей мощностью 2088 Вт. Предложенная система освещения получает питание от двух фотопанелей общей мощностью 170Вт. Произведенная панелями энергия аккумулируется в двух аккумуляторах емкостью 75Ач каждый, откуда с помощью преобразователя подается к системе освещения. В работе представляются данные измеренные цифровой метеостанцией (энергия солнца и коэффициент ультрафиолетовых лучей), которая смонтирована рядом с фотопанелями, и проводится сравнительный анализ с реальными параметрами энергии, произведенной фотопреобразователем. Данные регистрируются в автоматическом режиме на компьютере.

Ключевые слова: фотопреобразовательная система, аккумуляторная батарея, система освещения, светодиоды.

Introducere

Republica Moldova este o țară cu resurse energetice proprii foarte limitate, din care cauză este nevoită să importe peste 94%. Acest fapt se expune foarte negativ asupra securității energetice a țării, precum și direct asupra consumatorilor, care sunt nevoiți să achite 35-55% din veniturile sale pentru serviciile comunale. Pe de altă parte, Republica Moldova dispune de un potențial semnificativ de resurse energetice regenerabile, care poate fi introdus în balanța energetică a țării. Amplasarea geografică a țării oferă în jur de 260 de zile cu soare, potențialul căruia poate fi utilizat fie direct ca energie termică în baza colectoarelor solare sau ca energie electrică în baza celulelor fotovoltaice. Cele din urmă au o aplicație mai redusă din simplu motiv că, pe moment, au un cost foarte ridicat, iar randamentul de conversie este în jur de 12-15% la celulele situate în gama de preț 3-5 €/W.

În lucrarea dată se prezintă o soluție de utilizare a celulelor fotovoltaice în scopul iluminării spațiilor publice în baza diodelor luminiscente, care permite recuperarea investițiilor în 3-4 ani. Acest sistem are o putere instalată de 80W, este divizat în 4 ramuri a câte 20 W, asigură o iluminare distribuită și funcționează în două regimuri. Primul regim de funcționare asigură o iluminare redusă și are un consum de 20W. Această intensitate de iluminare este de ajuns pentru regimul de deserviciu. Al doilea regim asigură funcționarea la puterea nominală a ramurii respective sub care se află persoana. Totodată, acest sistem este dotat cu senzori de mișcare, care la apariția persoanelor în zonă conectează ramura respectivă a sistemului la intensitate maximă.

O altă latură importantă în selectarea parametrilor sistemului fotovoltaic ține de alegerea corectă a puterii instalate a panourilor fotovoltaice în funcție de consumul necesar, selectarea sistemului de stocare și conversie, precum și amplasarea optimă a acestora față de soare în diferite perioade ale anului. Pentru a soluționa efectiv această problemă în paralel cu sistemul fotovoltaic s-a montat și o stație meteo digitală, ce permite monitorizarea parametrilor climaterici, precum și măsurarea cantității de energie degajată de soare pe 1m². Aceste date sunt stocate în regim automat pe calculator și apoi analizate.

Sistemul de iluminare pe LED-uri prezentat în lucrarea dată este înzestrat cu sistem de protecție și control, care în caz de epuizare a stocului de energie (descărcarea bateriilor) trece la sistemul tradițional de energie electrică.

Descrierea generală a sistemului de iluminat

Sistemul este constituit din 2 panouri de celule fotovoltaice având fiecare puterea de 80W și respectiv 90W (fig.1).



Fig.1. Panourile fotovoltaice și stația meteo digitală montată pe acoperișul clădirii

Aceste panouri fotovoltaice (PF) au fost conectate consecutiv și tensiunea de la bornele acestora prin intermediul controlerului de încărcare se aplică la o baterie de acumulatoare cu tensiunea de 24V. Tensiunea de la bateria de acumulatoare este aplicată la modulul electronic, care formează tensiune de 70V, curent continuu necesară pentru sistemul de iluminare pe LED-uri amplasat la etajul 4 al blocului IFA (str. Academiei 5, Chișinău), ce consumă în regim maximal 80W (fig.2).



Fig.2. Sistemul de iluminare realizat pe diode luminiscente

Coridorul are o lungime de 120 m și o lățime de 2,8 m. De asemenea, modulul electronic este înzestrat cu sistem de protecție a acumulatoarelor de la descărcare adâncă, sistem de conectare la rețeaua tradițională în caz de epuizare a stocului de energie, precum și sistem de protecție a sistemului de iluminat de la suprasarcini (fig.3). Pentru evidența consumului de energie electrică de la rețea sistemul se alimentează prin contor electric, ce va permite efectuarea analizei comparative cu sistemul anterior.



Fig.3. Sistemul de protecție, control și dirijare cu sistemul de iluminare

Pentru posibilitatea studierii randamentului de convertizare a energiei solare în energie electrică a PF, selectarea poziției optime în funcție de perioada anului s-a instalat echipament special care înscrie în regim on-line pe calculator energia electrică produsă.

În cadrul sistemului realizat s-a montat și o stație digitală meteo, ce permite măsurarea parametrilor climaterici: energia soarelui, radiația solară, indicele de radiație ultravioletă, direcția vântului, viteza vântului, umiditatea, cantitatea de precipitații, presiunea atmosferică etc. Toate aceste date sunt înregistrate pe calculator în regim automat. Analiza datelor obținute în complex cu cele de la PF va permite efectuarea unor concluzii veridice în privința randamentului real al PF față de cel declarat, energia omisă în funcție de poziția selectată față de razele solare etc.

Analiza datelor măsurate de la PF

Pentru cercetarea caracteristicilor panourilor fotovoltaice instalate s-a conectat o sarcină, valoarea căreia poate modificată. Inițial valoarea sarcinii a fost de 9 Ohm. Rezultatele obținute în 21 septembrie 2011 sunt prezentate pe fig.4. Măsurările s-au efectuat cu un interval de 10s, înscriindu-se valoarea medie.

În acest caz dimineața la orele 8 ambele panouri au fost orientate spre răsăritul soarelui sub un unghi drept față de razele incidente. După cum se vede din fig.4, tensiunea a continuat să crească până în jurul orelor 9³⁰, după care a rămas constantă. La orele 10³⁰ un PF a fost rotit astfel, ca unghiul de incidență a razelor să fie de 90⁰, fapt ce este marcat prin creșterea momentană a tensiunii de la 18V la 24V. La orele 11³⁰ a fost rotit și cel de-al doilea PF, care a mai majorat cu 7V tensiunea de ieșire. Păstrând această poziție, observăm că până la orele 14 tensiunea s-a păstrat la nivel de 30V după care a început exponențial să cadă.



Fig.4. Tensiunea la bornele panoului fotovoltaic (PF) încărcat la o sarcină de 9 Ohm, ziua de 21.09.2011



Energia produsă pe parcursul acestei zile este prezentată în fig.5.

Fig.5. Energia produsă de PF în 21.09.2011

După cum se vede din Fig.5 energia sumară produsă în această zi a fost de 522Wh. Puterea instantanee maximă a fost la orele 11^{47} și a constituit 105W, ce constituie 62% din puterea instalată.

În fig.6 este prezentată curba tensiunii de ieșire la bornele PF pentru aceiași sarcină de 9 Ohm, repetând procedura din 21.09.2011.



Fig.6. Variația tensiunii la bornele PF pentru sarcina de 9 Ohm în 22.09.2011.

Căderile temporare de tensiune care apar pe curbă se datorează norilor care acoperă soarele.



Curba energiei produse este prezentată pe fig.7.

Fig.7. Energia produsă de PF în 22.09.2011

După cum se vede din fig.7 energia sumară produsă în această zi este mai mică și constituie 489Wh. Aceasta se datorează faptului, că ziua de 22 septembrie a fost mai puțin senină decât ziua de 21 septembrie. Puterea de vârf a fost de 104W la orele 12²⁵.

Începând cu 01 octombrie a fost modificată sarcina de la 9 Ohm la 7 Ohm. Rezultatele măsurării sunt prezentate pe fig.8.

Din această figură se observă, că tensiunea la bornele PF depășește valoarea de 30V pentru o sarcină de 70hm, ca și pentru sarcina de 9 Ohm. Aceasta vorbește despre faptul, că puterea de generare a PF este mai mare în acest caz, și deci energia sumară produsă pe parcursul zilei va fi mai mare. În fig.9 este prezentată evoluția curbei energiei electrice produse de PF în această zi. Totodată, trebuie de menționat, că multiplele fluctuații ale tensiunii se datorează faptului, că această zi a fost noroasă.



Fig.8. Tensiunea la bornele PF pentru sarcina de 7 Ohm

Vedem, că în funcție de grosimea norilor tensiunea cade cu până la 70%.



Fig.9. Energia produsă de PF în ziua de 10/5/2011

Din fig.9 se observă, că energia produsă în 5 octombrie, care a fost o zi noroasă, este aproape de 450Wh, ce este mai mică cu aproximativ 8% decât în zilele senine.

Deci, în general, după cum și era de așteptat, cantitatea de energie electrică produsă de aceste PF este direct proporțională cu gradul de seninătate, precum și intensitatea radiației solare. Pe de altă parte, panourile fotovoltaice au o caracteristică de sarcină neliniară și depinde de sarcină. În fig.10 este prezentată caracteristica variației tensiunii la bornele PF în funcție de sarcină.



Fig.10. Curba variației tensiunii la bornele PF în funcție de sarcină

Din fig.10 se vede că de la o anumită sarcină tensiunea începe să cadă. Pe fig.11 este prezentată variația curbei de putere a PF.



Fig.11. Variația curbei de putere a PF la varierea sarcinii

Este evident, că pentru a obține o sarcină maximă este necesar de racordat sarcină cu puterea PF.

Analiza datelor colectate de la stația meteo (energia solară)

Pentru a putea efectua o analiză corectă a randamentului panourilor fotovoltaice montate, precum și energia maxim posibil de obținut de pe $1m^2$ în funcție de randamentul PF s-a montat o stație meteo digitală, care asigură înregistrare on-line direct pe calculator a parametrilor climaterici, inclusiv a energiei solare degajate pe 1 m², indicelui radiației ultraviolete. Pentru perioada lunii octombrie 2011, 01-22 energia solară degajată pe $1m^2$ este prezentată în fig.12.







Fig. 12. Energia degajată de soare pe parcursul zilelor 01.10.2011-22.10.2011, Wh/m²/zi

Din fig.12 se vede, că energia solară degajată variază între 0 și 725W/m² și are formă asemănătoare unei parabole. Totodată, trebuie de menționat că în această perioadă degajarea energiei solare are loc între orele 8 dimineața și 17-18 seara.

În fig.13 este prezentat caracterul evoluției maximului de energie degajat pe m^2 în această perioadă.



Fig.13. Caracterul evoluției maximului energiei degajate de soare pe m² în perioada 01.10.2011-22.10.2011

Din această figură se observă că energia solară/m² în aceste zile s-a situat între 72-786W/m². Diferența mare dintre aceste două valori este datorată norilor.

Un alt indice care caracterizează nivelul maxim de energie solară degajată ține de indicele radiației ultraviolete. Caracterul de variație a acestuia este prezentat în fig.14.





Din această figură se observă că valoarea maximă care o atinge acest indice este de 4.7. Aceasta este o valoare caracteristică pentru această perioadă a anului. Acest coeficient este direct proporțional cu energia solară degajată pe 1 m².

În fig.15 este prezentată curba variației cantității de energie produse pe zi în această perioadă.

Energia sumară degajată de soare pe parcursul unei zile în perioada 01 - 22 octombrie cum se vede din Fig.15 a variat între 235Wh și 4725Wh. În baza acestor date se poate de estimat cantitatea de energie electrică posibil de produs de către panourile fotovoltaice în funcție de randamentul real al acestora.

Determinarea randamentului real al PF

Pentru a putea determina coeficientul real de conversie a PF este necesar de măsurat energia solară degajată anume pe suprafața acestor panouri și nu orizontal suprafeței solului. Aceasta înseamnă că traductorul de energie solară trebuie să fie montat paralel cu suprafața PF. În acest caz rezultatele vor fi corecte. În așa mod, pentru realizarea sarcinii date s-a montat traductoarele solar și radiație ultravioletă . Pentru determinarea coeficientului de conversie s-a luat momentul de degajare a energiei maxime în ziua de 27 noiembrie și respectiv energia generată de PF. Suprafața panourilor este de 1.17m². Energia degajată de panouri la orele 12 era de 59W. Energia solară la același moment degajată de soare era de 330W/m². Dacă recalculăm energia produsă de PF pentru 1m², obținem că aceasta este de 50,5W/m². În rezultat s-a stabilit că randamentul PF constituie circa 15%.



Fig.15. Energia solară sumară în perioada 01.10.2011-22.10.2011 (Wh/m²/zi)

Totodată, pentru a determina energia omisă de la ne rotirea după soare a PF, s-a utilizat raportul dintre energia solară degajată, coeficientul de conversie a PF și energia reală obținută de PF în conformitate cu formula de mai jos:

$$W_{_{sp}}\cdot\eta_{_{PF}}-W_{_r}$$
 ,

unde W_{sp} - energia solară posibilă; W_r - energia reală obținută de PF; η_{PF} - randamentul de conversie a PF.

După cum observăm, în cazul menționat energia solară omisă de la ne rotirea PF constituie 30%.

Sistemul de stocare

După cum observăm din fig.1 energia solară nu este o valoare constantă. Această variază după caracterul unei parabole, iar în prezența norilor are un caracter aleatoriu. Din aceste considerente este imposibil utilizarea acesteia direct pentru sistemul de iluminare. Aceasta impune utilizarea unui stoc de acumulare, parametrii căruia depind de necesitățile consumatorului. Pentru alimentarea sistemului nostru de iluminare de 80W în regimul doi, este necesar de avut o cantitate de energie egală cu aproximativ 600Wh/zi, dintre care în jur de 300 Wh se consumă în timpul lipsei energiei solare. Aceasta înseamnă că stocul nostru

trebuie să aibă cel puțin această valoare. Pentru a avea o rezervă de 2-3 zile în lipsa totală a soarelui este necesar de o capacitate de 1200-1800Wh. Noi am selectat două baterii a câte 75Ah, ceea ce înseamnă maximum 1600Wh. În caz că energia solară lipsește o perioadă mai îndelungată (de exemplu pe timp de iarnă) este necesar de prevăzut alimentarea sistemului de la rețeaua tradițională, precum și încărcarea bateriilor.

Concluzii

- 1. În lucrare se prezintă un sistem inovativ de iluminare, realizat pe diode luminiscente, care sunt amplasate distribuit pe suprafața coridorului, și are un consum de 25 ori mai mic ca sistemul pe tuburi fluorescente.
- 2. S-a determinat energia solară degajată pe 1 m^2 în luna octombrie și s-a stabilit coeficientul real de conversie a panourilor fotovoltaice.
- 3. S-a prezentat metoda de calcul a stocului de energie pentru asigurarea funcționării fiabile a sistemului de iluminat în lipsa a 2-3 zile a energiei solare.

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)".

СОПОСТАВИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕКОТОРЫХ ТИПОВ ОТОПИТЕЛЬНЫХ ПЕЧЕЙ Каменщик Е.С.

Институт Энергетики АНМ

Аннотация. В работе рассмотрены варианты конструктивного исполнения различных типов печей. Представлены основы расчета расчет расхода топлива, размеров топливника, конвективной системы, аккумулирования, тепловосприятия и теплоотдачи печи.

Ключевые слова: печь, отопление, методика расчета.

ANALIZA COMPARATIVĂ A EFICIENȚEI UNOR CUPTOARE DE ÎNCĂLZIRE Camenșcic E.S.

Institutul de Energetică al AȘM

Rezumat. În lucrare sunt analizate diverse construcții a sobelor și cuptoarelor de încălzire prin ardere. Sunt prezentate calculele debitului de combustibil, dimensiuni focarului, sistemelor convective, acumulării caldurii, receptivitătii căldurii și transfer de căldura a cuptorului. **Cuvinte-cheie:** cuptor, incălzire, metoda de calcul.

COMPARATIVE ANALISYS OF THE EFFICIENCY OF SOME TYPES OF STOVES

Kamenschic E.S.

Institute of Power Engineering of the ASM

Abstract. The paper analyzes construction of various stoves and ovens. There are prezented calculations of fuel consumption, firebox dimensions, convective system, heat accumulation, heat exchange and heat transfer of stoves.

Keywords: stove, heating, method of calculation.

Введение

В Республике Молдова согласно предварительным данным Национального бюро статистики на 1 января 2011 года, проживает 3560,4 тысячи человек. Согласно источнику, население городов и муниципиев республики составляет 1482,3 тысячи человек, сельское - 2078,1 тысячи. Если предположить, что 30 % сельского населения используют местное отопление (хотя эта цифра может быть и больше, и учитывая, что в городах тоже используют местное отопление), то можно оценить общее количество печей, используемых населением для отопления. Если в среднем семья 5 человек, то получается примерно состоит ИЗ 125 тысяч печей (2078100.0,3/5=124686 шт.). Понятно, что при нынешней цене на энергоресурсы, энергетические показатели печи должны соответствовать нормам и удовлетворять потребностям семьи, что в свою речь благоприятно скажется как на экономической, так и на экологической обстановке в стране.

1. Общие ведения об отопительных печах

Печное отопление - вид местной системы отопления, так как генератор теплоты, теплопроводы и поверхности, отдающие теплоту, размещены в одном устройстве - в печи, расположенной в отапливаемом помещении. Печи благодаря периодической топке и колебаниям теплоотдачи обеспечивают нестационарный тепловой режим в помещении. Основными элементами любой печи являются топливник, газоходы и дымовая труба [1]. Топливник (топочное пространство печей) представляет собой камеру, в которой горит топливо, с устройством дверец для подвода топлива и воздуха, а также отвода нагретых продуктов сгорания в газоходы. Нижняя часть топливника называется *подом*, он может быть перекрыт колосниковой решеткой, и тогда под топливником устраивают *поддувало (зольник* при твердом топливе), через которое из помещения поступает воздух для горения топлива. В некоторых печах делают глухой под, и тогда в нижней части печи для съема теплоты устраивают сквозные каналы – *шанцы*.

Дымовые газы, образующиеся в результате сгорания топлива, из топливника отводятся через газоходы (дымообороты) в дымовую трубу.

Отопительные печи рассчитывают на различную периодичность топок в течение суток, которая зависит от теплоемкости печи. Под теплоемкостью понимают то количество теплоты, которое накапливается в массиве печи во время топки и передается в помещение печью до начала следующей топки. По теплоемкости печи могут быть теплоемкие и нетеплоемкие.

Нетеплоемкие печи – это печи, которые не аккумулируют теплоту и требуют непрерывной топки или топки с небольшими перерывами. Время от конца одной топки до начала следующей топки называется сроком остывания печи, у нетеплоемких печей срок остывания печей (t_{ocr}) лежит в пределах от нескольких минут до одного-двух часов, т. е. $t_{ocr} < 2$ ч. Нетеплоемкие печи имеют активный объем менее 0,2 м, а толщину стенок топливника — менее 0,04 м. Коэффициент полезного действия таких печей невысок η = 0,4 - 0,5, что является следствием уноса теплоты с отходящими газами.

Теплоемкие печи в зависимости от срока их остывания делят на печи большой теплоемкости ($t_{oct} = 8-12$ ч), требующие 1-2 топок в сутки, средней теплоемкости ($t_{oct} = 3-8$ ч), требующие до 3 топок в сутки, и малой теплоемкости ($t_{ocm} = 3-4$ ч), требующие более 3 топок в сутки. Количество топок определяется допустимым колебанием температуры воздуха в помещении в течение суток (допустимое отклонение ±3°C). Все теплоемкие печи должны иметь объем нагреваемого массива, называемый активным объемом, не менее 0,2 м³, а стенки топливника печи — толщину не менее 0,06 м.

Нетеплоемкие печи очень быстро нагревают помещение, но поддерживать необходимую температуру воздуха способны только во время топки.

Нетеплоемкие печи применяют, как правило, для отопления временных зданий и сооружений, а также зданий с кратковременным пребыванием людей. Теплоемкие печи используют для отопления помещений жилых и общественных зданий, тепловая аккумуляция таких печей должна компенсировать теплопотери помещений в интервале времени остывания печи. Считается, что новая топка печи должна быть начата в тот момент, когда средняя температура внешней поверхности печи будет на 10°C выше температуры воздуха в помещении.

По движению дымовых газов печи могут быть однооборотные, двух- и многооборотные с последовательным и параллельным движением газов в каналах, с бесканальным движением газов (колпаковые), с движением газов по комбинированной системе каналов, с устройством обтекания тепловоздушных камер, с усиленным прогревом нижней зоны печи.

2. Выбор отопительных печей и методика их расчета

Отопительные печи желательно выбирать из перечня типовых конструкций печей, основываясь на тепловой мощности печи, которая в пределах ±15% должна соответствовать рассчетным теплопотерям отапливаемых помещений [1]. При выборе типа печи определенной конструкции необходимо исходить из:

1) вида предполагаемого основного вид топлива и его расхода;

- 2) размеров основных элементов печи;
- 3) показателей тепловосприятие печи;
- 4) скорости движения газов в каналах печи;

5) показателя, характеризующего свойства аккумулирования тепла печью;

6) показателей теплоотдачи;

7) влияние неравномерности теплопередачи печи на изменение температуры воздуха отапливаемых помещений по амплитуде колебаний температуры воздуха (A_t), которая для печного отопления не должна превышать 3°C.

Если показатель $A_t < 3$ °C, то выбранная печь удовлетворяет данному помещению, если $A_t > 3$ °C, то необходимо повторить процедуру оценки показателей для нового варианта конструктивного исполнения печи. Новую печь надо подбирать более массивной и с меньшим значением коэффициента неравномерности теплопередачи, который приводится в перечне рекомендуемых отопительных печей или в паспорте на печь. Затем вновь рассчитывают и проверяют выбранную печь в той же последовательности, что и при первом варианте.

3. Расчет расхода топлива на отопление

В отопительных печах используют твердое, жидкое и газообразное топлива. К твердому топливу относятся дрова, каменный уголь, антрацит, торфяные брикеты, сланцы и т. д., к жидкому топливу - мазуты, а к газообразному топливу - природный смешанный газ, содержащий предельные углеводороды.

Расход топлива *G_T* (кг) за время одной топки определяют по формуле (см. [1]):

$$G_T = 3,6(m+n)\frac{Q_n}{Q_n^p\eta}$$
(1)

где: *т* - продолжительность топки печи, часы;

n - продолжительность остывания печи, часы;

Q_n - расчетная тепловая мощность печи (расчетные теплопотери отапливаемых помещений), Вт;

 Q_{μ}^{p} - низшая удельная теплота сгорания топлива, $\frac{kJ}{m^{3}}$;

η - КПД печи.

Продолжительность топки печи определяется тепловой мощностью печи, видом и теплотой сгорания топлива. Для основных видов твердых топлив продолжительность топки теплоемких печей умеренного прогрева может быть определена по Таблице 1, (см. [1]).

Таблица 1. Средняя продолжительность топки теплоемких печей умеренного прогрева.

Топливо	Значение <i>m</i> при тепловой мощности печи Q_n , Вт							
	<1750	1750-3500	3500-6000	>6000				
Дрова	1	1,25	1,6	2				
Каменный	1,5	1,9	2,4	3				
уголь	2	2,5	3,2	4				
Антрацит								

Коэффициент полезного действия печи η представляет собой отношение полезной теплоты, которая пошла на нагрев кладки, ко всему располагаемому количеству теплоты (см. [1]):

$$\eta = \frac{Q_{non}}{Q_{pacn}} 100\%,$$

Ф располагаемое количество теплоты определяют из уравнения теплового баланса печи, приведенного в [1]:

$$Q_{pacn} = Q_{non} + Q_{y.c} + Q_{H.c} + Q_{o.c};$$

где $Q_{y.e.}$ – потери теплоты с уходящими газами, $\frac{\kappa \square \mathcal{H}}{M^3}$;

 $Q_{n.c.}$ – потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива, $\frac{\kappa \square \mathcal{H}}{M^3}$;

 $Q_{o.c.}$ – потери теплоты в окружающую среду, $\frac{\kappa \not\square \mathcal{K}}{M^3}$.

Для расчетов часто используют экспериментально установленные значения КПД: для печей с колосниковой решеткой при сжигании антрацита - η =0,75, а при сжигании других видов топлива - η = 0,7; для печей с глухим подом - η = 0,35 (см. [2]).

4. Определение размеров топливника

Установив расход топлива, можно определить объем топливника печи. Объем топливника можно найти, установив площадь его пода F_{nod} и высоту топливника h_{mn} . Площадь пода определяют по допустимой толщине слоя топлива b_{cn} и плотности топлива ρ_m , приведенным в [2], по формуле:

$$F_{no\partial} = \frac{G_T}{\rho_m \cdot b_{cn}} \tag{2}$$

Используя допустимое значение удельного напряжения колосниковой решетки *B_p*, приведенное также в [2], и продолжительность топки *m*, определяют площадь колосниковой решетки по формуле:

$$F_{peut} = \frac{G_T}{m \cdot B_p} \tag{3}$$

Высоту топливника определяют по сумме допустимых толщин слоя топлива b_{cn} и наименьшей высоте под этим слоем h_{cn} , приведенных в [2], или по формуле (см. [2]):

$$h_{TTI} = \frac{G_T \cdot Q_H^P \cdot \eta_{TTI}}{3, 6 \cdot m \cdot F_{no\partial} \cdot (\frac{Q_T}{V_{TTI}})}$$
(4)

где η_{mn} - КПД топливника, учитывающий неполное сгорание и провал в зольник части топлива (при глухом поде $\eta_{mn} = 0,7$; с колосниковой решеткой $\eta_{mn} = 0,9$).

 $\frac{Q_T}{V_{TTT}}$ - фактическое удельное тепловое напряжение топливника;

Высоту топливника, размеры пода и колосниковой решетки устанавливают в зависимости от размеров и блоков топливника, т. е. полученные значения могут быть округлены в сторону увеличения, но так, чтобы фактическое удельное тепловое напряжение топливника Q_T/V_{тп} отличалось от принятого не более чем на 15 %. Площадь поддувального отверстия определяют по формуле, приведенной в [2]:

$$F_{\Pi.O} = \frac{G_T \cdot L_0 (1 + \frac{t_B}{273})}{3600 \cdot m \cdot v}$$
(5)

где, L_0 — объем воздуха, необходимый для горения 1 кг топлива, $\frac{M^2}{\kappa^2}$;

 t_B — температура воздуха в помещении, °C;

v — скорость движения воздуха в живом сечении поддувального отверстия (*v* = 1 -

 $2\frac{M}{c}$).

Воздух через поддувало снизу довольно равномерно пронизывает весь слой горизонтально уложенных поленьев. При этом избыток воздуха уменьшается, повышается температура горения, в результате увеличивается КПД топливника. Топливник делают сравнительно высоким для дожигания летучих веществ топлива.

Топливники старой конструкции для сжигания дров делали с глухим подом (Рис.1). Дрова, лежащие на поде, плохо омывались воздухом, поступавшим только через открытую дверцу, поэтому значительная часть воздуха не участвовала в процессе горения топлива и охлаждала топочное пространство. Избыток воздуха достигал большого значения и КПД топливника с глухим подом не превышал 35% (см. [2]).



Рис. 1. Топливники для сжигания дров с глухим подом. 1-топочная дверца; 2-под топки; 3-шанцы.

На рис. 2 представлен топливник для сжигания дров с колосниковой решеткой. Воздух через поддувало снизу довольно равномерно пронизывает весь слой горизонтально уложенных поленьев. Избыток воздуха уменьшается, повышается температура горения, в результате увеличивается КПД топливника. Топливник делают сравнительно высоким для дожигания летучих веществ топлива. На рисунке изображен топливник печи с нижним прогревом: продукты горения из топки сначала опускаются в подтопочный канал и только затем поднимаются в надтопочную часть печи.



Рис. 2. Топливник для сжигания дров с колосниковой решеткой.

4-поддувальная дверца; 5- проем для отвода продуктов сгорания топлива; 6-колосниковая решетка; 7-подтопочный канал для нижнего прогрева печи



Рис. 3. Топливник для сжигания каменного угля. 8-поддувало и зольник; 9-гидроизоляция

Топливник для сжигания каменного угля (рис.3) оборудуют колосниковой решеткой с увеличенной площадью живого сечения (для горения требуется большее количество воздуха, чем для дров). Толщина слоя угля доходит до 200 мм, поэтому колосниковую решетку несколько опускают по отношению к низу загрузочной дверцы. Выход летучих веществ при горении угля небольшой, и высоту топливника делают несколько меньшей, чем при сжигании дров. При сжигании бурого угля, топлива, имеющего высокую зольность (12 % и более), необходимо увеличивать размеры зольника. Топливник для сжигания антрацита (Рис. 4) устраивают с неглубокой шахтой, в основании которой помещают колосниковую решетку с увеличенной площадью. Это способствует образованию слоя топлива, в котором развивается высокая температура. Антрацит горит с малым выходом летучих веществ, поэтому объем топливника значительно сокращается в сравнении с используемым объемом при сжигании дров. Для сжигания кизяка (рис.5) применяют полушахтный топливник, имеющий наклонную и горизонтальную колосниковые решетки. В передней стенке топливника помещают третью дверцу шуровочную. На наклонной решетке кизяк подсушивается. Выделяющийся в процессе сушки водяной пар отводится через паровыпускную щель в верхней части топки. Сгорание высушенного сползающего кизяка происходит на горизонтальной решетке.

Топливник для сжигания соломы, опилок, подсолнечной лузги (рис. 6) дополняется наружным бункером для топлива. Под бункером помещается стальной конус с отверстиями диаметром 6 мм для подвода воздуха к топливу, поступающему в топку. Частички топлива подхватываются струями воздуха и сгорают налету. Дополнительный воздух может подаваться через щели в поде с регулированием при помощи поддувальной дверцы.



Рис.6. Топливник с бункером для сжигания местных горючих веществ. 4-поддувальная дверца; 5-проем для отвода продуктов сгорания; 7подтопочный канал для нижнего прогрева печи

5. Типы газоходов теплоемких печей

Горячие дымовые газы поступают под действием естественной тяги из топливника в газоходы печи. Газоходы, как видно из классификации печей, представляют собой разветвленную систему дымооборотов, внутренние поверхности которых, непосредственно омываемые дымовыми газами, являются тепловоспринимающими. Газоходы конструируют таким образом, чтобы за счет теплообмена на тепловоспринимающих поверхностях температура дымовых газов понижалась до 110... 130°С, т.е. до уровня, ниже которого возможны недопустимые явления: конденсация водяного пара и интенсивное выпадение сажи (см. [2,3]). В помещение теплота передается при теплообмене на наружных теплоотдающих поверхностях печи. Теплоотдающими называют наружные поверхности газоходов, омываемые с внутренней стороны дымовыми газами, а с наружной воздухом помещения. Наружную поверхность перекрыши считают теплоотдающей, если ее толщина меньше 210 мм, а высота печи не превышает 2100 мм.

Теплоотдающие поверхности печи могут быть открытыми, обращенными в отступку (полость между стеной помещения и поверхностью печи) или в тепловоздушную камеру. Теплоотдача в открытую с двух сторон широкую (шириной 130 мм и более) отступку отличается незначительно от теплоотдачи с открытой поверхности печи. При закрытой по бокам отступке теплоотдача с поверхности выходящей. В отступке, стенки печи заметно уменьшается (на 25...50 %). При конструировании теплоемких печей придерживаются следующих общих правил [2, 3]:

- площадь теплоотдающих поверхностей должна соответствовать площади тепловоспринимающих;
- скорость движения дымовых газов должна быть, с одной стороны, возможно большей для увеличения плотности теплового потока на тепловоспринимающей поверхности, с другой стороны, ограничена для того, чтобы потери давления при движении газов соответствовали возникающему естественному циркуляционному давлению (тяге);
- объем массива должен быть достаточен для поддержания заданного теплового режима помещений.

При конструировании печей с последовательными дымооборотами (рис.7) число оборотов ограничивают. В старых многооборотных печах наблюдался неравномерный прогрев газоходов, вызывавший появление трещин в кладке. Вследствие повышения потерь давления в печах приходилось увеличивать высоту дымовых труб. Также увеличенным было число мест, где скапливалась сажа.



Рис. 7. Печи с последовательными дымооборотами

Последовательные дымообороты делают преимущественно вертикальными, а не горизонтальными, избегая явления подогрева нижних стенок горизонтальных каналов, что приводит к понижению КПД печей. Печи с параллельными дымооборотами (Рис.8) введены в практику русским архитектором И. И. Свиязевым. При их конструировании подъемный канал предусматривают одиночным, опускных каналов устраивают несколько. Кроме того, каналы прокладывают в направлении попутного движения дымовых газов, в результате чего обеспечиваются равномерность распределения газов по спускным каналам (и их прогревания), а также саморегулирование этого

распределения. Напротив, равномерность прогревания нарушается, если параллельные каналы сделать подъемными или с тупиковым движением газов в них.



Рис. 8. Печи с параллельными дымооборотами

Преимуществами печей с параллельными дымооборотами являются уменьшение потерь давления в газоходах, увеличение теплоаккумулирующего массива. Для устранения недостатка таких печей перегревания их верхней зоны предусматривают направление наиболее горячих газов из топливника в подтопочный канал, т.е. печи устраивают с нижним прогревом.

Бесканальные (колпаковые) печи, описанные в [3], разработаны русским инженером В.Е. Грум-Гржимайло (Рис.9). В надтопочной части такой печи газоходы отсутствуют. Горячие газы из топливника поднимаются в виде активной центральной струи. Дойдя до перекрыши печи и далее, соприкасаясь с тепловоспринимающей поверхностью стенок, газы охлаждаются и, утяжеляясь, опускаются вниз. При этом газы частично подмешиваются к восходящей струе, частично внизу удаляются из печи в дымовой канал. Для увеличения массива внутрь печи вводят контрфорсы устраивают колодцевую кладку. Основными достоинствами бесканальных печей являются простота конструкции, высокая теплоотдача вследствие повышения КПД (КПД конвективных систем 93,7%), незначительные потери давления. К их недостаткам (помимо общих) относится перегрев верхней части, а следовательно, верхней зоны помещений. Для уменьшения перегрева устраивают комбинированные газоходы перед колпаками и газы пропускают через подтопочный канал.



Рис. 9. Бесканальные (колпаковые) печи

Существуют также печи, описанные в [4,5], конструкция которых представлена на рис.10.



Рис. 10. Схема печи типа Rocket stove

1- топливо подается вертикально; 2- вертикальная камера сгорания. Топливо сгорает снизу, и под собственной силой тяжести опускается в камеру; 3 - камера догорания, в которой газы поднимаются и способствуют тяге воздуха через 1; 4 - изолированная труба; 5 - место для приготовления пищи; 6-изоляция для поддержания высокой температуры в камере догорания, что способствует полному догоранию топлива; 7-материал для аккумулирования тепла (обычно глина); 8- отверстие для удаления сажи; 9-горизонтальные дымообороты;

Такие печи могут иметь различную конструкцию, в зависимости от пожеланий хозяина. В качестве иллюстрации на рис.11 приведится вид такой печи.



Рис. 11. Конструктивное исполнение печи типа Rocket stove

Положительной стороной данной печи является то, что есть возможность задавать аккумулирующей части печи различные формы, исходя из архитектуры помещения. И так как этот тип печей конструируется в основном у пола помещения, то нет эффекта холодных потоков воздуха внизу помещения. Кроме того КПД данной печи достаточно высок.

6. Расчет тепловосприятия печи

За период времени от начала одной топки до начала другой, то есть с учетом срока остывания, от печи в помещение должно быть передано общее количество теплоты, равное теплопотерям помещения за этот промежуток времени, [3]:

$$Q_{mp}^{o \delta u} = 3, 6 \cdot Q_n \cdot (m+n) \tag{6}$$

где Q_n - теплопотери помещения, Вт.

Тепло должно быть воспринято внутренними поверхностями топливника и газоходов за период времени от начала и до конца одной топки печи (за т часов), [3]:

$$Q_{o\delta u_{\mu}} = m \cdot Q_{oocnp} \tag{7}$$

где Q_{60Cnp} - действительное восприятие стенками топливника и газоходов печи, $\frac{\kappa \not \perp \mathcal{H} \mathcal{H}}{u}$.

$$Q_{\text{socnp}} = 3, 6 \cdot (q_m \cdot f_m + q_1 f_1 + q_k \cdot f_k + q_{np} \cdot f_{np} + q_{nocn} \cdot f_{nocn})$$
(8)

где q_m, q_1, q_k - плотность воспринимаемого теплового потока, $\frac{Bm}{M^2}$. Значение плотности восприятия теплового потока определяется по таблице 2, (см. [3]).

 f_m - площадь поверхности конвективной системы пучка.

	Плотность теплового потока $q, W / m^2$, температура газов t_2 , °С						в <i>t</i> ₂, °С,		
	скорость газов, v ₂ , м/с, движения газов.								
Вид топлива	топли	кол-	пер	вый	пром	ежу-	после	едний	Дымо-
	вник	пак	газо	оход	точ	ные	газо	ход,	вая
			$v_{2} = 1$	5 - 4	газох	коды,	$v_{2} = 1$	5 - 2	труба,
					$v_{e} = 0, 5 - 2$				$v_{z} \leq 2$
	$q_{\scriptscriptstyle m}$	q_{κ}	q_1	t_1	q_{np}	t_{np}	$q_{\scriptscriptstyle nocn}$	t _{посл}	t _{дт}
Дрова									
влажностью 25%	7000	3500	5200	700	2670	500	2670	160	130
Торф:									
кусковой	6400	3250	4650	550	2300	350	2300	150	130
брикетный	7000	3250	4850	600	2550	400	2550	160	130
Уголь:									
подмосковный	5800	2900	4050	500	2300	320	2300	140	120
бурый	5800	2900	4050	550	2300	360	2300	140	120
каменный	6400	3250	4650	480	2300	300	2300	120	110

Таблица 2. Показатели для расчета газоходов отопительных печей

антрацит	5200	2900	3700	500	2300	320	2300	120	110

Площадь поверхности конвективной системы можно определить по формуле:

$$F = f_m + f_1 + f_\kappa + ... + f_n$$
(9)

Среднюю плотность воспринимаемого теплового потока можно найти как среднюю величину:

$$q_{cp} = \frac{q_m + q_1 + q_k + \dots + q_n}{n}$$
(10)

где *п*-количество каналов.

Теперь можно найти площадь, которую должна иметь конвективная система:

$$F = \frac{Q_{obut}}{3.6 \cdot m \cdot q_{cr}} \tag{11}$$

Объем топочных газов в газоходах определяют исходя из объема воздуха, расходуемого на 1 кг сжигаемого воздуха, и теплового расширения его при температуре в канале:

$$L = L_0 \cdot G_T \cdot (1 + \frac{t_e}{273}) \tag{12}$$

где L_0 - объем продуктов горения при 0°С, $\frac{M^3}{\kappa^2}$;

 G_{T} - расход топлива, $\frac{\kappa^2}{q}$;

 t_2 -температура газов в канале, °С.

Имея объем газов, можно определить сечение соответствующего канала:

$$f = \frac{L}{3600 \cdot v} , \qquad (13)$$

а принимая скорость в пределах, указанных в Таблице 2 для соответствующего канала, находим площадь поперечного сечения *f*.

При расчете конвективной системы печи следует добиваться того, чтобы длина и сечения каналов обеспечивали восприятие полного количества теплоты, необходимого для отопления помещения. Температура отходящих газов на выходе в дымовую трубу - один из показателей экономичного процесса горения и достаточности поверхности тепловосприятия дымооборотов. Высокая температура плошали отходящих газов (250-300°C) свидетельствует о заниженных размерах конвективной системы; слишком низкая температура (до 100°C) указывает на излишне большую тепловосприятия. площадь поверхности Следствием этого может быть неблагоприятный тепловой режим дымовой трубы: выпадение конденсата и смолистых веществ, которые поступают через кладку и разрушают оголовок трубы. Поэтому оптимальная температура отходящих газов на выходе в дымовую трубы 120-140°С([3]).

7. Расчет теплоаккумуляции отопительных печей

За время топки отопительной печи (m) количество теплоты, которое была воспринято внутренними поверхностями печи, должно быть аккумулировано активной массой печи и за период между топками (n) передано в помещение для восполнения теплопотерь данного помещения. Активной массой печи $M_{a\kappa}$ (кг) называется масса активного объема печи $V_{a\kappa}$ (объема печи, аккумулирующего тепловую энергию)[1]:

$$M_{a\kappa} = \mu_n \cdot V_{a\kappa} \cdot \rho_{\kappa} \tag{14}$$

Где, μ_n — коэффициент, учитывающий наличие пустот и полостей в активном объеме, для толстостенных круглых печей $\mu_n = 0.75$, для толстостенных прямоугольных

 $\mu_n = 0,7$, для тонкостенных бескаркасных печей $\mu_n = 0,65$, для тонкостенных каркасных $\mu_n = 0,62$;

$$\rho_{\kappa}$$
 — плотность кирпичной кладки, $\rho_{\kappa} = 1650 - 1700 \frac{\kappa^2}{M^3}$

 $V_{a\kappa}$ — активный объем печи, м³.

Количество теплоты (kJ), аккумулированной активной массой печи, определяют по формуле [1]:

$$Q_{a\kappa} = M_{a\kappa} \cdot c \cdot \Delta t \tag{15}$$

Где, с — теплоемкость материала активного объема, т. е. кладки печи, для глиняного кирпича $c = 0.88 \frac{\kappa \square \mathcal{H}}{\kappa 2 \cdot {}^{\circ}C}$;

 Δt — среднее изменение температуры активного объема печи в промежутке времени от начала топки до наивысшего разогрева печи, для толстостенных печей $\Delta t = 80$ °C, для тонкостенных $M_{a\kappa} > 1000$ кг $\Delta t = 120$ °C, для тонкостенных печей с $M_{a\kappa} < 1000$ кг $\Delta t = 160$ °C.

8. Расчет теплоотдачи печи

Считается, что теплоемкая печь рассчитана и сконструирована правильно, когда тепловосприятие печи (7), ее аккумуляция (14) и теплопотери помещения за время топки и остывания печи равны между собой, т. е.:

$$3, 6 \cdot (m+n) \cdot Q_n = Q_{BOCN} = Q_{a\kappa} = Q_{mpe\delta}$$
⁽¹⁶⁾

Теплоотдача печи складывается из произведений средних теплоотдач с поверхностей открыто расположенных стенок q_1 , стенок, обращенных в отступки q_2 , а также поверхностей воздушных камер (внутреннего прогретого воздушного пространства печи, не сообщающегося с дымовыми газами) q_3 , на площади соответствующих поверхностей F_1 , F_2 , F_3 , то есть:

$$Q_n = q_1 \cdot F_1 + q_2 \cdot F_2 + q_3 \cdot F_3 \tag{17}$$

Тип печи	$q_1, \frac{Bm}{M^2}$ при топке в сутки			
	два раза	один раз		
Отштукатуренные, в металлическом				
футляре, массой 1000 кг	580	410		
Изразцовые и другие массой 1000 кг	640	465		

Таблица 3. Средние значения теплоотдачи открытых поверхностей печей

Средние значения теплоотдачи открыто расположенных поверхностей теплоемких печей q_1 приведены в Таблице 3; значения q_2 и q_3 определяют приближенным расчетом к значениям q_1 , используя поправочный коэффициент k (Таблица 4).

При определении площади поверхности оребренных печей площади ребер не учитывают.

Таблица 4. Поправочный коэффициент к значениям q_1

Поверхность печи	Размеры и конструкция отступок, камер и	k			
	перекрытий				
Обращенная в	Ширина 130 mm и более; открытые с обеих сторон,				
отступки, в	а также закрытые с боков и открытые снизу и сверху	1,0			
воздушные каме- Шириной от 70 до 130 mm, открытые с обеих сторон					
ры	Закрытые (вверху и внизу) решетки:	0,5			
То же покрытия,	При толщине 140 mm и менее	0,75			
перекрыша, своды	от 140 до 210 mm	0,5			

9. Проверка теплоотдачи печи

Проверяется соответствие действительной теплоотдачи печи необходимой средней (заранее установленной) теплоотдаче. Для проверки определяют плотность теплового потока на теплоотдающей поверхности сконструированной печи или печи выбранной типовой конструкции (с учетом изменений, внесенных в нее при уточнении высоты топливника). Плотность теплового потока на теплоотдающей поверхности печи

 $q_{om\partial}, \frac{Bm}{M^2}$, вычисляют по формуле [2]:

$$q_{omo} = \frac{Q_n}{A_n} \tag{17}$$

где, Q_n - тепловая мощность печи, Вт;

 A_n - суммарная расчетная площадь теплоотдающей поверхности печи, m²; при расчете учитывают не только площадь открытой поверхности печи, но и боковой поверхности, обращенной в отступку (с коэффициентом 0,75 при узкой - шириной 0,07...0,13 м - или закрытой с боков отступке, с коэффициентом 0,5 при полностью закрытой отступке с решетками), а также перекрыши (с коэффициентом 0,75 при ее толщине 0,14 м). Полученное значение плотности теплового потока сопоставляют со средними значениями плотности, указанными в специальной литературе. К примеру,

плотность теплового потока толстостенной печи при двукратной в сутки топке дровами должна находиться в пределах 460...640 $\frac{Bm}{M^2}$, для тонкостенной печи эти значения увеличиваются на 20 %, [2]. Одновременно удовлетворить трем уравнениям (7), (14) и (16), выражающим требования по тепловосприятию, теплоаккумуляции и теплоотдаче печи, затруднительно. Поэтому при тепловых расчетах по указанным уравнениям допускаются отклонения до ± 15 % [2].

10. Технические решения

Для увеличения поверхности теплоаккумулирования, можно в колпаке печи (колпаковые печи) или ее газоходах устроить конвективную часть, которая, например, будет подключена к системе теплых полов помещении. Полы можно соорудить из бетонной стяжки толщиной 10-15 см (см.[6]), которая будет аккумулировать тепло. Выгода от этого технического решения двойная - кроме того что увеличивается площадь аккумуляции, решается такой недостаток при печном отоплении, как холодные потоки воздуха в нижней части помещения. Кроме этого, конвективную часть можно подключить к баку аккумулятору, который будет аккумулировать горячую воду для хозяйственных нужд.

Выводы

1. При сравнении разных типов печей самой эффективной печью является колпаковая, обладающая наивысшим КПД.

2. Перегрев верхней части колпаковой печи является ее недостатком, поскольку перегреваются верхние зоны помещений. Данный недостаток приводит к нежелательной циркуляции потоков воздуха у пола.

3. При конструировании любой печи большое внимание необходимо уделить топке печи, так как неправильно сконструированная топка способствует неполному догоранию топлива, а, следовательно, уносу горючих веществ в трубу.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Свистунов В.М., Пушняков Н.К., Отопление вентиляция кондиционирование объектов агропромышленного комплекса и жилищно-коммунального хозяйства: учебник для вузов.-2-е изд. – СПБ.: Политехника, 2007. – 423 с.
- [2] Школьник А.Е. Печное отопление малоэтажных зданий: Практ. пособие.-2-е изд., перераб.-М.: Высш. шк., 1991.— 160 с.
- [3] В.М Свистунов, Н.К. Пушняков, Отопление вентиляция кондиционирование объектов агропромышленного комплекса и жилищно-коммунального хозяйства: учебник для вузов.-2-е изд. СПБ.: Политехника, 2007. 423 с.
- [4] <u>http://123-realty.ru/articles.php?id=2426</u>, последнее посещение 23.03.2011
- [5] Ianto Evans, Leslie Jackson, Rocket Mass Heaters.: A Cob Cottage Company Publication,2006,2007.
- [6] <u>http://www.rocketstoves.com/</u>, последнее посещение 11.05.2011

Сведения об авторе:

Каменщик Евгений. В 2011 закончил Энергетический факультет Технического Университета Молдовы. Специальность: инженер теплотехник. Область научных интересов: разработка теплотехнических устройств.

REGLATOR PARAMETRIC DE PUTERE CU DOUĂ NIVELE DE DIRIJARE LIBERĂ ПАРАМЕТРИЧЕСКИЙ РЕГУЛЯТОР МОЩНОСТИ С ДВУМЯ СТЕПЕНЯМИ СВОБОДЫ УПРАВЛЕНИЯ TUNED IPC WITH TWO DEGREES OF FREEDOM

Kalinin L.P., Zaitev D.A., Tîrşu M.Ş.

Referat

În articol este examinat principiul de funcționare al reglatorului parametric de putere cu două nivele libere de dirijare, ce asigură o reglare independentă puterii active și reactive la ieșire, sunt prezentate ecuațiile de bază ce determină legătura dintre indicii regimului, de asemenea, și legile de dirijare în unele din condițiile stabilite.

Реферат

В статье рассмотрен принцип действия параметрического регулятора мощности с двумя степенями свободы управления, обеспечивающего независимое регулирование активной и реактивной мощности на выходе, приводятся основные уравнения, определяющие связь между показателями режима, а также законы управления при некоторых задаваемых условиях.

Abstract

This paper introduces a new family of IPC-UPFC combination for independent control of active and reactive output power, the control strategy is presented to maintain the required power characteristics.

Cuvinte cheie: Interconectare, transformator cu decalaj al unghiului de fază, conductivități reactive conjugate, reglator unificat a puterii.

Ключевые слова: Межсистемная связь, фазосдвигающий трансформатор, сопряженные реактивные проводимости, унифицированный регулятор мощности.

Keywords: Interconnection, Phase Shifting Transformer, Susceptances, Unified Power Flow Controller.

Tehnologia de dezvoltare a IPC^{*} nu exclude posibilitatea îmbinării evidente a familiei de FACTS^{**} - controlere cu alte soluții tehnice. Unul din variantele de perspectivă a acestei îmbinări poate fi considerată combinarea compusă din IPC și UPFC^{***}, ce asigură extinderea zonei de reglare a puterii active și la ieșire din instalație, de astfel și o dirijare independentă pentru fiecare din acești parametri de regim. Justificarea acestei afirmații poate fi prezentată evident în baza IPC cu caracteristici decalate (Adapted IPC), particularitățile căruia sunt examinate în publicarea fundamentală [1].

Varianta combinată a reglatorului parametric (fig.1) este compusă din transformator cu decalaj de fază (ET) cu unghiul decalajului de fază stabilit (fixat), două conductibilități reactive conjugate $(B_1 \text{ şi } B_2)$, instalația UPFC alcătuită din invertoarele Inv.1 şi Inv.2, şi transformatorul suplimentar BT, ce asigură o injectare transversal-longitudinală simetrică a tensiunilor de reglare în circuitele conductibilităților reactive.

Înfășurările de tensiune înaltă $(W_1 \text{ şi } W_2)$ a transformatorului cu decalaj de fază ET sunt conectate după schema de poligon. Unghiul fixat de $\psi = 30^\circ$ se stabilește la $\frac{W_1}{W_2} = 0.366$. Înfășurările de tensiune joasă W_3 a acestui transformator sunt destinate pentru alimentarea invertorului Inv.1.

- * * Flexible Alternative Current Transmission Systems
- ** Unified Power Flow Controllers





Transformatorul suplimentar BT conține înfășurări de tensiune joasă W_1 ce se alimentează de la invertorul Inv.2 și înfășurările de tensiune înaltă W_2 cu ramificări de la punctele medii, la care este racordat sistemul trifazat al tensiunilor de ieșire U_r . Capetele respective ale bobinelor W_2 sunt scoase la conductibilițățile reactive conjugate B_1 și B_2 , fapt ce permite reglarea tensiunii aplicate lor. Prezența ramificărilor de contact de la punctele medii ale înfășurărilor W_2 a transformatorului suplimentar este o particularitate esențială a soluției tehnice examinate în comparație cu configurația tradițională a transformatorului consecvent UPFC.

^{* -} Interphase Power Controllers

Întrerupătorul *S* efectuează stabilizarea zonei de reglare în dependență de semnul unghiului δ_{sr} dintre tensiunile de intrare (U_s) și ieșire (U_r) a instalației. Unghiul δ_{sr} se determină de regimul rețelei și este o coordonată independentă de dirijare.

Poziția întrerupătorului *S* prezentată în fig.1 corespunde zonei pozitive a valorilor δ_{sr} . Toate caracteristicile de calcul ale instalației examinate în continuare, se vor stabili în această regiune. La trecerea δ_{sr} în zona negativă și schimbarea poziției întrerupătorului *S* în altă poziție, aceste caracteristici sunt simetrice.

În procesul cercetării caracteristicilor de regim a combinației IPC-UPFC reieșim din condiția, că instalația UPFC asigură o reglare liberă a vectorului tensiunii suplimentare pe înfășurarea de tensiune înaltă W_2 a acestui transformator, atât după modul (m), cât și după unghiul (α) . Capacitatea specifică acestei instalații de reglare suplimentară a puterii reactive [2] din contul modificării unghiurilor de aprindere a invertoarelor Inv.1 sau Inv.2 poate fi aplicată pentru reglarea independentă a tensiunilor: U_s - cu ajutorul invertorului Inv.1 și U_r - cu ajutorul invertorului Inv.2. Convertorul UPFC funcționează în regim al sursei de tensiune.

Principiul de funcționare al instalației IPC-UPFC este explicat de diagrama vectorială a tensiunilor din fig.2.



Tensiunea sistemului de transmitere U_s determină regimul de funcționare al transformatoarelor ET și BT. Vectorul tensiunii de ieșire U_r , interacționând cu doi vectori ai transformatorului suplimentar $mU_s e^{j(\alpha+\delta_{sr})}$, aflați în contact strict între ei, cauzează regimul de funcționare al conductibilităților conjugate B_1 și B_2 . Menținerea regimului de tensiune la ieșire din instalație se exercită din partea nodului de primire al rețelei. Punctele de racordare a sistemului trifazat al tensiunii U_r la ramificațiile intermediare ale înfășurărilor de tensiune înaltă (W_2) a transformatorului suplimentar BT este frontiera de divizare a interacțiunii nodurilor racordate (Decoupling Interconnection).

Fig.2

Lipsa aceste interacțiuni se evidențiază prin faptul ca instalația nedirijată IPC este "închisă" pentru transmiterea liberă a puterii de sincronizare la oscilarea dinamică a unghiului δ_{sr} . De aceea, utilizarea IPC trebuie determinată (condiționată) de prezența altor conexiuni de șuntare.

Din ecuațiile geometrice, stabilite de diagrama vectorială, reiese:

$$U_{s} + U_{B1} - mU_{s}e^{j(\alpha+\delta_{sr})} - U_{r}e^{j\delta sr} = 0,$$

$$U_{s}e^{j\psi} + U_{B2} + mU_{s}e^{j(\alpha+\delta_{sr})} - U_{r}e^{j\delta sr} = 0.$$

Atunci tensiunile aplicate conductibilităților pare se vor supune condițiilor:

$$U_{B1} = U_r e^{j\delta_{sr}} - U_s \left[1 - m e^{j(\alpha + \delta_{sr})} \right],$$
$$U_{B2} = U_r e^{j\delta_{sr}} - U_s \left[e^{j\psi} + m e^{j(\alpha + \delta_{sr})} \right].$$

Curenții conductibilităților pare:

$$I_{B1} = -jB_1U_{B1}$$
,
 $I_{B2} = jB_2U_{B2}$.

Curentul sarcinii la ieșire din instalație prezintă suma curenților conductibilităților pare. La condiția $|-B_1| = |B_2| = B$ obținem:

$$I_{r} = I_{B1} + I_{B2} = jB(U_{B2} - U_{B1}) = 2BU_{s} \left[\sin\frac{\psi}{2}e^{j\frac{\psi}{2}} - jme^{j(\alpha + \delta_{sr})}\right]$$

Puterea deplină la ieșire:

$$S_r = I_r U_r^* = I_r U_r e^{-j\delta_{sr}} = 2BU_s U_r \sin\frac{\psi}{2} \left[e^{j\left(\frac{\psi}{2} - \delta_{sr}\right)} - j\frac{m}{\sin\frac{\psi}{2}} e^{j\alpha} \right]$$

Împărțind puterea deplină în componente active și reactive, ajungem la rezultatul:

$$P_{r} = S_{m} \left[\cos\left(\frac{\psi}{2} - \delta_{sr}\right) + \frac{m}{\sin\frac{\psi}{2}} \sin\alpha \right], \qquad Q_{r} = S_{m} \left[\sin\left(\frac{\psi}{2} - \delta_{sr}\right) - \frac{m}{\sin\frac{\psi}{2}} \cos\alpha \right],$$

unde $S_m = 2BU_s U_r \sin \frac{\psi}{2}$.

Curentul sarcinii la intrare în instalație:

$$I_s = I_{B1} + I_{B2}e^{-j\psi}$$

Factorul $e^{-j\psi}$ denotă aducerea curentului I_{B2} pe fază la tensiunea U_s a nodului de alimentare.

La această condiție curentul (I_s) la intrare în instalație se va determina în modul următor:

$$I_{s} = 2BU_{r} \left[\sin \frac{\psi}{2} e^{j\left(\delta_{sr} - \frac{\psi}{2}\right)} - jm \frac{U_{s}}{U_{r}} \cos \frac{\psi}{2} e^{j\left(\delta_{sr} - \frac{\psi}{2} + \alpha\right)} \right].$$

Puterea deplina la intrare, ținând cont de faptul că $U_s^* = U_s$, primește aspectul următor:

$$S_{s} = I_{s}U_{s} = 2BU_{s}U_{r}\sin\frac{\psi}{2}\left[e^{j\left(\delta_{sr}-\frac{\psi}{2}\right)} - j\frac{m}{tg\frac{\psi}{2}}U_{r}e^{j\left(\delta_{sr}-\frac{\psi}{2}+\alpha\right)}\right]$$

De aici reiese:

$$P_{s} = S_{m} \left[\cos\left(\delta_{sr} - \frac{\psi}{2}\right) + \frac{m}{tg} \frac{U_{s}}{\frac{\psi}{2}} \sin\left(\delta_{sr} - \frac{\psi}{2} + \alpha\right) \right],$$
$$Q_{s} = S_{m} \left[\sin\left(\delta_{sr} - \frac{\psi}{2}\right) - \frac{m}{tg} \frac{U_{s}}{\frac{\psi}{2}} \cos\left(\delta_{sr} - \frac{\psi}{2} + \alpha\right) \right].$$

În continuare vom considera, că problema dirijării se reduce la formarea indicilor necesari ai regimului la ieșire din instalația IPC-UPFC, iar indicii regimului la intrarea lui sunt consecința strategiei de reglare acceptate la ieșire. Dacă linia de transport electric, racordată între nodurile de transmitere și primire a rețelei, corespunde noțiunii "Conexiune electrică slabă", atunci oscilarea puterii active și reactive la intrare în instalație practice nu se va reflecta la nivelul tensiunii U_s . Totodată, aplicând capacitatea UPFC de a genera suplimentar putere reactivă de unul sau alt semn prin intermediul invertorului Inv.2, se poate asigura stabilitatea tensiunii U_r . În scopul simplificării următoarelor calcule, toate calculele în continuare vor corespunde condiției $|U_s| = |U_r| = 1$. Aceasta nu exclude posibilitatea evidenței valorii reale U_r (în lipsa reglării puterii reactive din contul invertorului Inv.2), fapt ce va necesita o anumită corectare a legii de dirijare.

Spre exemplu, există necesitatea menținerii nivelului stabil al puterii active transmise $P_r = 1$ la $Q_r = 0$ în condițiile modificării unghiului δ_{sr} în limitele de la $\delta_{sr} = 0^\circ$ și până la $\delta_{sr} = 30^\circ$. Legea dirijării, realizarea căreia totodată se impune pe UPFC, rezultă din corelațiile de bază ale puterii active și reactive la ieșire din instalație și se formulează în modul următor:

$$\begin{cases} m = \frac{P_r \sin\left(\frac{\psi}{2} - \delta_{sr}\right) - Q_r \cos\left(\frac{\psi}{2} - \delta_{sr}\right)}{P_r \cos\alpha + Q_r \sin\alpha} \sin\frac{\psi}{2}, \\ \alpha = \arctan \frac{P_r - S_m \cos\left(\frac{\psi}{2} - \delta_{sr}\right)}{S_m \sin\left(\frac{\psi}{2} - \delta_{sr}\right) - Q_r} \end{cases}$$

Întroducând aici P_r și Q_r date, determinăm valoarea curentă a vectorului $m = me^{j\alpha}$, caracterul modificării căruia (la $S_m = 1$) este prezentat pe suprafața complexă din fig.3.



Fig.3

Linia continuă din figura prezentată determină locul geometric al punctelor capătului vectorului \dot{m} , legat de tensiunea U_{B1} , linia punctată (întreruptă) – locul geometric al punctelor începutului altui vector \dot{m} , legat de tensiunea U_{B2} .

Rezultatul acțiunii acestor doi vectori m, în circuitele corespunzătoare ale schemei reflectă caracteristicile prezentate în fig.4a. Pentru comparație în fig.4b sunt prezentate aceleași caracteristice ale instalației când m = 0, fapt ce corespunde IPC nereglabil. Comparația acestor caracteristici denotă faptul, că rezultatul stabilizării absolute a caracteristicii P_r este o oarecare reducere a proprietății de stabilizare a caracteristicii P_s . Referitor la puterile reactive Q_r și Q_s , ele sunt strict legate între ele.

Modificarea Q_r este însoțită de modificarea în întâmpinare a Q_s cu aceiași valoare. Dacă sistemul de transmitere posedă o rezervă suficientă de putere (sau posedă cu mijloace de compensare transversală), creșterea Q_s în diferite părți ale punctului $\delta_{sr} = 15^\circ$ nu se reflectă prin influență esențială asupra regimului nodului dat.




Principalele ecuații pentru puterea activă și reactivă la ieșire din IPC-UPFC, de asemenea permit determinarea regiunii de reglare liberă a P_r la valoarea Q_r dată și invers, regiunea reglării libere a Q_r la valoarea P_r dată:

$$P_{r} = S_{m} \left\{ \cos\left(\frac{\psi}{2} - \delta_{sr}\right) \pm \sqrt{\cos^{2}\left(\frac{\psi}{2} - \delta_{sr}\right) - \frac{Q_{r}}{S_{m}} \left[\frac{Q_{r}}{S_{m}} - 2\sin\left(\frac{\psi}{2} - \delta_{sr}\right)\right] - \left(1 - \frac{m^{2}}{\sin^{2}\frac{\psi}{2}}\right)} \right\},$$
$$Q_{r} = S_{m} \left\{ \sin\left(\frac{\psi}{2} - \delta_{sr}\right) \pm \sqrt{\sin^{2}\left(\frac{\psi}{2} - \delta_{sr}\right) - \frac{P_{r}}{S_{m}} \left[\frac{P_{r}}{S_{m}} - 2\cos\left(\frac{\psi}{2} - \delta_{sr}\right)\right] - \left(1 - \frac{m^{2}}{\sin^{2}\frac{\psi}{2}}\right)} \right\}.$$

Caracteristicile regiunilor de reglare liberă a puterii active pentru două condiții diferite de transmitere a puterii reactive, sunt prezentate în fig.5. Figura ovală corespunde condiției $Q_r = 0$, iar liniile în arc limitează figura la $Q_r = S_m \sin\left(\frac{\psi}{2} - \delta_{sr}\right)$.

Rezultatele de calcul prezentate sunt obținute la $S_m = 1$ și m = 0.075. În acest caz valoarea ΔP_r este egală cu ±0.29, iar raportul ce determină adâncimea reglării puterii active constituie $\frac{P_{r\max}}{P_{r\min}} = \frac{1.29}{0.71} \approx 1.82$. Eficacitatea tehnică a combinației IPC-UPFC este evidentă.



În limitele zonei reglării libere a P_r când $Q_r = 0$, în fig.5 sunt evidențiate două linii orizontale ($P_r = 0.83$ și $P_r = 1.1$), ce determină frontiera reglării neîntrerupte când $Q_r = 0$ în cadrul diapazonului deplin al modificării unghiului $\delta_{sr} = 0 \div 30^\circ$. Legea modificării vectorului de dirijare $\dot{m} = me^{j\alpha}$ pentru două nivele ale puterii active ($P_r = 0.83$ și $P_r = 1.1$) sunt prezentate în fig.6.



Fig.6

Caracterul modificării tensiunilor aplicate conductibilităților conjugate B_1 și B_2 , se determină prin corelațiile:

$$U_{B1} = U_s \sqrt{\left[\sin \delta_{sr} + m\sin(\alpha + \delta_{sr})\right]^2 + \left[\cos \delta_{sr} + m\cos(\alpha + \delta_{sr}) - 1\right]^2},$$
$$U_{B2} = U_s \sqrt{\left[\sin \delta_{sr} - m\sin(\alpha + \delta_{sr}) - \sin\psi\right]^2 + \left[\cos \delta_{sr} - m\cos(\alpha + \delta_{sr}) - \cos\psi\right]^2}$$

Graficele modificării acestor tensiuni sunt prezentate în fig.7.



Frontierele calculate ale limitelor reglării libere a puterii reactive la două nivele ale puterii active date se reflectă în fig.8, de unde reiese că cu modificarea nivelului propus al puterii active, regiunea reglării libere a puterii reactive se schimbă neînsemnat.



Astfel, combinația IPC-UPFC examinată constituie un reglator parametric cu două nivele de dirijare liberă și asigură o reglare independentă a puterii active și reactive la ieșire din instalație.

Dispunând de informației în volumul rezultatelor de calcul expuse, poate fi alcătuită strategia de dirijare cu regimul instalației combinate IPC-UPFC. Totodată, apare posibilitatea organizării schimbului dozat al puterii de sincronizare între noduri din contul modulării rapide ale fluxurilor de putere activă și reactivă, transmise prin reglatorul parametric.

În încheiere menționăm, că acolo unde nu e necesitate în dirijare rapidă, instalația UPFC poate fi înlocuită cu așa numitul Sen-transformator [3], care este un analog de contact al UPFC și asigură o reglare directă (fără redresare și invertare) a modulului și fazei tensiunii suplimentare în limite extinse. Costul Sen-transformatorului este mult mai ieftin decât costul UPFC.

Concluzie

Reglatorul parametric de putere cu două nivele de dirijare liberă în principiul conectării combinate a IPC-UPFC posedă cu capacitatea reglării independente a puterii active și reactive și poate fi utilizat pentru dirijarea cu conexiunile electrice ce necesită un nivel înalt al preciziei de menținere a parametrilor propuși (dați) ai regimului la ieșire din instalație.

Literatura

- Interphase power controller adapted to the operating conditions of networks, J.Brochu, F.Beauregard, Et al., IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.10, No.2, April 1995.
- Basic Control of Unified Power Flow Controller, I.Papic, D.Povh, Et al., IEEE Transactions on Power Systems, Vol.12, No.4, November 1997.
- Comparison of the "Sen" transformer with the unified power flow controller, K.Sen, M.Sen, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.18, No.4, October 2003.



Inginer, domeniul științific: informatică, tehnica de calcul și automatizare. Doctor habilitat în științe tehnice (1982), profesor universitar (1984). Membru corespondent (1989) și membru titular (1993) al Academiei de Științe a Moldovei. Născut la 7 noiembrie 1935 în s. Caragaș, azi raionul Slobozia. A absolvit Institutul Politehnic din Lvov (1958) și Institutul de Radiotehnică, Electronică și Automatică din Moscova (1969), apoi a urmat doctorantura la Academia Militară de Artilerie din Sankt-Petersburg (1970–1972). A activat în calitate de prorector pentru studii și munca

științifică și de șef al Catedrei mijloace de automatizare și tehnologia producerii la Institutul Republican de Perfecționare a Specialiștilor de pe lângă Comitetul de Stat pentru Planificare al RSSM (1973–1977).

A fost director al uzinei "Sciotmaș" (1977– 1983) și director al Filialei Chișinău a Centrului de Cercetări Științifice în domeniul Tehnicii Electronice de Calcul din or. Moscova (1983–1992). În perioada 1993–1999 a fost academician coordonator al Secției de Științe Tehnice a AȘM. Din 1999 este colaborator științific principal al Institutului de Energetică al AȘM. Concomitent, a activat în calitate de conferențiar și profesor la Universitatea Tehnică a Moldovei (1972–1992). A fost deputat în Parlamentul Republicii Moldova (1990–1992). Din 1992 până în 1994 a fost prim-viceprim-ministru al Republicii Moldova. Din 1999 este cercetător științific principal al Institutului de Energetică al AȘM. Cercetările științifice sunt axate pe proiectarea și construirea sistemelor informațional-computaționale speciale, modelarea computațională, sistemele automatizate de dirijare, fiabilitatea și viabilitatea sistemelor informaționale de calcul. A elaborat noi metode de calcul ale sistemelor de ecuații diferențiale și integrale, de majorare a preciziei rezolvării lor. A propus o metodă universală nouă pentru aprecierea fiabilității sistemelor mari de complexitate înaltă, a creat modele teoretice care permit a prognoza proprietățile și comportamentul obiectelor dirijate. A elaborat principiile de construire a calculatoarelor specializate cu destinație specială.

Este autorul a peste 120 de lucrări științifice, inclusiv 4 monografii: Надежность АСУ технологическими процессами (1980); Технология и качество в производстве цифровых управляющих вычислительных машин (1983); Аппаратно-программные средства автоматизированных систем управления (1989, în colab. cu prof. A. A. Fedulov și prof. O. V. Șcerbakov); Perioada de tranziție și tehnologiile informaționale (1996) ș.a. Deține 15 brevete de invenție. A pregătit 13 doctori în științe. Rezultatele cercetărilor științifice au fost expuse în comunicări, prezentate la numeroase conferințe și simpozioane republicane și internaționale, inclusiv în Rusia, Franța, Austria, Ucraina, Cehia, Portugalia, Germania, Georgia, Finlanda etc.

Membru al Academiei Internaționale Inginerești din Moscova, membru al consiliilor științifice specializate pentru conferirea titlurilor de doctor și doctor habilitat de pe lângă Universitatea Tehnică a Moldovei, Universitatea Tehnică din Lvov, Institutul de Energetică al AȘM la specialitatea "Tehnica de calcul și informatica" (1989–1992), membru al Comitetului Executiv EUNIS– European Universities Information Systems Organisation. I s-a conferit titlul de "Om Emerit", este decorat cu Medalia "Meritul civic", cu Ordinul "Drapelul Roșu de Muncă".