

Многочисленные исследования в области повышения эффективности солнечной энергетики, а также опыт эксплуатации определяют целесообразность и перспективность внедрения солнечных энергоустановок. Результаты этих исследований показали, что оптимальные технические характеристики и тепловые схемы солнечных энергоустановок определяются в основном эффективным обеспечением необходимых энергетических мощностей и расположением районов потребления солнечной энергии с соответствующими климатическими условиями. Вопросы повышения надежности и ресурса теплотехнического оборудования солнечных энергоустановок изучены недостаточно. Необходимость решения этих вопросов и определяет актуальность, цели и задачи представляемой работы.



Пирковский Денис Сергеевич аспирант кафедры "Тепловых электростанций и энергосберегающих технологий" Одесского национального политехнического университета. Область научных интересов: повышение надежности и эффективности тепловых и атомных электростанций, а также солнечных энергоустановок.

Денис Пирковский
Атали Мохаммад
Альгерби Рабиа

Перспективы развития солнечной энергетики

Целесообразность и перспективность внедрения солнечных энергоустановок



978-620-0-43988-8



**Денис Пирковский
Атали Мохаммад
Альгерби Рабиа**

Перспективы развития солнечной энергетики

**Денис Пирковский
Алали Мохаммад
Альгерби Рабиа**

Перспективы развития солнечной энергетики

**Целесообразность и перспективность
внедрения солнечных энергоустановок**

LAP LAMBERT Academic Publishing

Imprint

Any brand names and product names mentioned in this book are subject to trademark, brand or patent protection and are trademarks or registered trademarks of their respective holders. The use of brand names, product names, common names, trade names, product descriptions etc. even without a particular marking in this work is in no way to be construed to mean that such names may be regarded as unrestricted in respect of trademark and brand protection legislation and could thus be used by anyone.

Cover image: www.ingimage.com

Publisher:

LAP LAMBERT Academic Publishing

is a trademark of

International Book Market Service Ltd., member of OmniScriptum Publishing Group

17 Meldrum Street, Beau Bassin 71504, Mauritius

Printed at: see last page

ISBN: 978-620-0-43988-8

Copyright © Денис Пирковский, Алали Мохаммад, Альгерби Рабиа

Copyright © 2019 International Book Market Service Ltd., member of
OmniScriptum Publishing Group

**Пирковский Денис,
Алали Мохаммад, Альгерби Рабия**

Перспективы развития солнечной энергетики

**Pirkovskiyy Denis
Alali Mohammad, Algerby Rabia**

Prospects for the development of solar energy

Многочисленные исследования в области повышения эффективности солнечной энергетики, а также опыт эксплуатации определяют целесообразность и перспективность внедрения солнечных энергоустановок. Результаты этих исследований показали, что оптимальные технические характеристики и тепловые схемы солнечных энергоустановок определяются в основном эффективным обеспечением необходимых энергетических мощностей и расположением районов потребления солнечной энергии с соответствующими климатическими условиями. Вопросы повышения надежности и ресурса теплотехнического оборудования солнечных энергоустановок изучены недостаточно. Необходимость решения этих вопросов и определяет актуальность, цели и задачи представляемой работы.

Numerous studies in the field of increasing the efficiency of solar energy, as well as operating experience, determine the feasibility and prospects of introducing solar power plants. The results of these studies showed that the optimal technical characteristics and thermal schemes of solar power plants are determined mainly by the effective provision of the necessary energy capacities and the location of the areas of solar energy consumption with appropriate climatic conditions. Issues of increasing the reliability and resource of the heat engineering equipment of solar power plants have not been studied enough. The need to address these issues and determines the relevance, goals and objectives of the work presented.

Общие положения и перспективы солнечной энергетики

Актуальность развития солнечной энергетики определяется следующими основными факторами:

необходимость энергосбережения природных ископаемых топлива;
фактически неограниченное использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ);

повышение экологичности производства электроэнергии и тепловодоснабжения.

Объем вырабатываемой в мире энергии, возросший за последние десятилетия более чем на 50% превышает уровень 70-х годов. Свыше 90% вырабатываемой энергии приходится на долю ископаемого топлива (угля, нефти, газа). Суммарная мощность всех электростанций мира составила более 1,5 млрд. кВт, что соизмеримо с мощностью многих явлений природы. Топливо-энергетический комплекс является крупнейшим загрязнителем окружающей среды, выбрасывающим до 70% общего объема парниковых газов [1].

В мировой практике развитию возобновляемых источников энергии и особенно солнечных водонагревательных установок (СВНУ) уделяется значительное внимание. Сегодня владельцев СВНУ насчитывается более 40 млн., при установленной тепловой мощности гелиоустановок, превышающей 77 ГВт. На первом месте прочно утвердился Китай с 45 ГВт установленной тепловой мощности СВНУ.

Нависшая над окружающей средой угроза, придавшая новый импульс наблюдающемуся технологическому взрыву состоит в глобальном потеплении, вызванном повышением температуры на земном шаре в результате загрязнения атмосферы, прежде всего под воздействием углекислого газа. Уменьшение вредных воздействий на окружающую среду при сжигании органического топлива для производства различных видов энергии представляется возможным при выполнении следующих положений: экологизации технологии получения энергии, снижении антропогенной нагрузки путем рационального использования топливо-энергетических ресурсов и прямого сокращения вредных выбросов действующими предприятиями.

В настоящее время задача повышения энергетической эффективности и энергосбережения является одной из первоочередных. По этой причине растет интерес к использованию нетрадиционных и возобновляемых источников энергии и устройствам, использующим их. Теплоснабжение объектов традиционными способами требует затрат большого количества

природного топлива. Совершенствование теплогенерирующих установок дает возможность его экономии, но не полного отказа даже при работе над проблемой использования нетрадиционных источников энергии (солнечной, ветровой, геотермальной и т.д.) Возобновляемые источники энергии неисчерпаемы, экологически чисты, не имеют отходов и дешевы. Однако их применение связано с высокой стоимостью преобразующих устройств, периодичностью работы, специфичностью места расположения. Несмотря на все это их использование растет. В ближайшем будущем специалистам в области теплоснабжения придется сталкиваться с различными системами, создаваемыми на основе нетрадиционных источников энергии, одним из которых является солнечное излучение ([2]...[4] и другие).

Солнечная энергия является почти неограниченным источником, поступающая мощность которого на поверхность Земли оценивается в 20 млрд кВт ($20 \cdot 10^{12}$ Вт, или 2000 ГВт). Годовой приход солнечной энергии эквивалентен $1,3 \cdot 10^{14}$ тоннам условного топлива. Солнечное излучение характеризуется широким спектральным диапазоном – от радиоволн до гамма-излучения [5]. Наши глаза воспринимают менее 1/8 части этого спектрального интервала. Диапазон от 100 до 750 ТГц (от 750 до 400 нм) по очевидным причинам называется видимым спектром, на него приходится около 45 % всей излучаемой Солнцем энергии. На расстоянии 1 а.е. от Солнца плотность потока его излучения составляет 1360 Вт/м². Эта величина называется солнечной постоянной, которая в действительности не является постоянной: она немного изменяется в течение года, достигая максимального значения в январе, когда Земля находится на самом близком расстоянии от Солнца.

В технических вопросах использования солнечной энергии следует выделить два аспекта – электроснабжение, теплоснабжение. В первом случае происходит получение электрической энергии, во втором – тепла. В настоящее время для концентраторов энергии требуется большая поверхность. Кроме того, технология изготовления модулей концентраторов является дорогостоящей. Для создания постоянного поступления вторичного энергоносителя требуются аккумуляторы. Необходимость создания системы аккумуляирования связана с возникновением дополнительных, но преодолимых трудностей и увеличивает стоимость энергии.

Существует много различных схем систем, использующих солнечную энергию для горячего водоснабжения: от простой с естественной циркуляцией (основные компоненты – солнечный коллектор, бак аккумулятор) до более сложных с принудительной циркуляцией воды (основные компоненты – солнечный коллектор, бак-аккумулятор, насос (рис.

1)). У каждой из систем есть свои достоинства и недостатки. При выборе системы следует прежде всего руководствоваться данными об экономии энергии, надежности конструктивных узлов, эффективности осуществляемых мер против замерзания и долговечности коллекторных труб. Вопросы условий эксплуатации систем и выбора места их установки следует решать в зависимости от особенностей климата и рельефа местности.

Общей для систем солнечного теплоснабжения всех типов является проблема переменного поступления солнечной энергии. Однако и в этом отношении системы солнечного нагрева воды часто имеют ряд преимуществ перед солнечными отопительными системами, так как к режиму приготовления горячей воды предъявляются требования менее жесткие, чем к системе отопления, потому, что есть значительная разница в продолжительный бессолнечный период между отложенной стиркой или принятием душа и разрывом труб отопления.

Плоские солнечные коллекторы преобразуют в тепло как прямое, так и рассеянное излучение. Их можно использовать для получения низкопотенциального тепла с температурой теплоносителя менее 70 °С, в частности, для обогрева воздуха в помещениях и нагрева воды в водонагревательных установках. Эффективность таких солнечных коллекторов сильно зависит от погодных условий и снижается с ростом температуры теплоносителя на выходе из коллектора. Эти коллекторы особенно успешно могут применяться в летнее время для подогрева воды в бассейнах, поскольку в данном случае требуется небольшой нагрев воды выше температуры окружающей среды. В таких установках плоские солнечные коллекторы могут работать с эффективностью около 90 %. Плоские солнечные коллекторы оказываются более эффективными при подогреве большого количества воды до невысокой температуры, чем при нагревании небольшого количества воды до высокой температуры и последующем смешивании нагретой воды с холодной [2].

Самым простым типом солнечного коллектора являются черные пластиковые трубы, выставленные на солнце [3]. Более эффективные конструкции коллекторов теплоизолируются с тыльной и фронтальной (прозрачной) стороны. В солнечных коллекторах можно нагревать воду как напрямую, так и с помощью промежуточного теплоносителя. На рис. 2 показано поперечное сечение типичного плоского солнечного коллектора. Лучшим с точки зрения эффективной передачи тепла к теплоносителю материалом для тепловоспринимающей панели является медь, однако она весьма дорога. В большинстве типичных конструкций панелей солнечных коллекторов каналы для теплоносителя изготавливаются из медных трубок, а

тепловоспринимающие ребра панели – из более дешевого алюминия. Панели «чернятся» путем анодирования или просто красятся в черный цвет. При использовании красок возникает ряд проблем, связанных с разрушающим воздействием ультрафиолетового излучения, от которого слой краски может деградировать и разрушаться. Фронтальное прозрачное ограждение солнечного коллектора может быть стеклянным или пластиковым. При этом следует учитывать, что стеклянную панель легко разбить, а пластиковая панель подвергается разрушающему воздействию ультрафиолетовых лучей. Для снижения тепловых потерь через заднюю стенку применяют различные теплоизолирующие материалы, такие как, например, стекловолокно или вспененный полиуретан. Пенополиуретановые панели придают конструкции хорошую жесткость, позволяя при этом избавиться от дополнительных прочностных элементов, которые увеличивают вес конструкции.

Принцип работы таких систем: коллекторы, бак-аккумулятор и соединительные трубопроводы системы заполнены холодной водой; солнечное излучение, проходя через прозрачное покрытие (остекление) коллектора, нагревает его поглощающую панель и воду в ее каналах. При нагреве плотность воды уменьшается, и нагретая жидкость начинает перемещаться

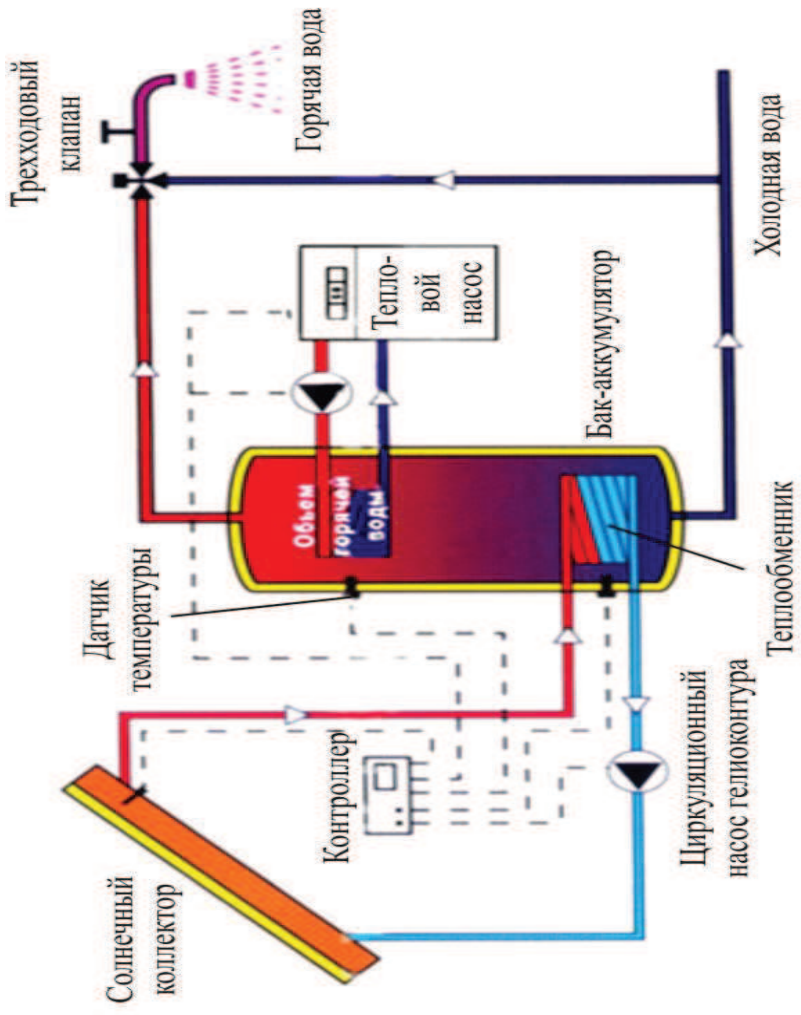


Рис. 1. Системы нагрева воды с помощью энергии солнца [2].

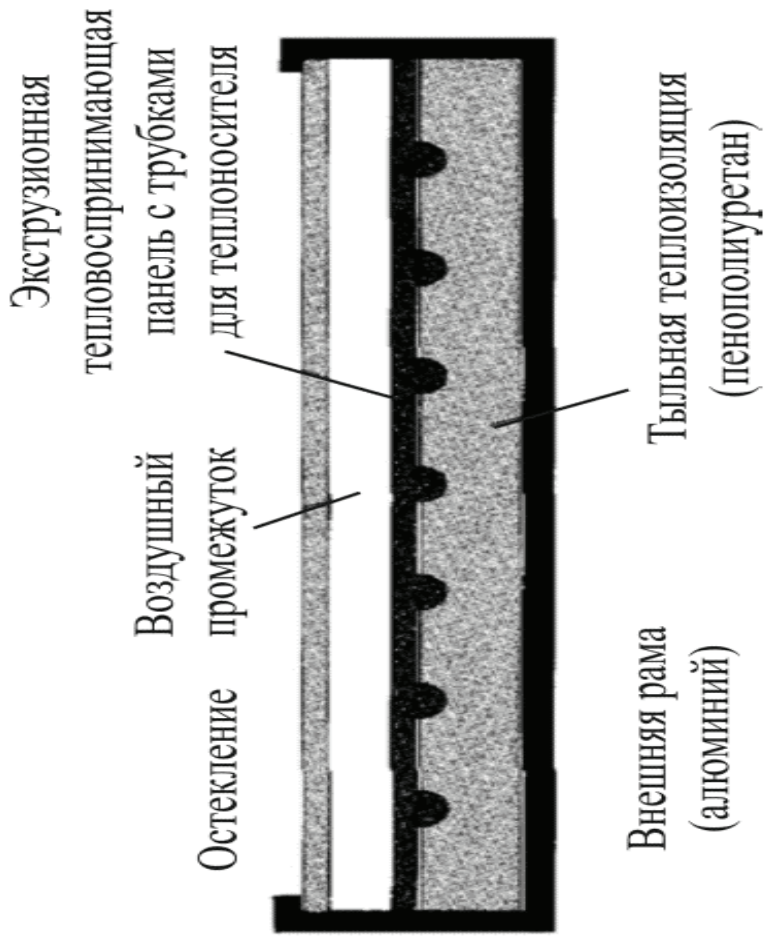


Рис. 2. Поперечное сечение плоского коллектора [3].

в верхнюю точку коллектора и далее по трубопроводу – в бак-аккумулятор. В баке нагретая вода перемещается в верхнюю точку, а более холодная вода размещается в нижней части бака, т.е. наблюдается расслоение воды в зависимости от температуры. Более холодная вода из нижней части бака по трубопроводу поступает в нижнюю часть коллектора. Таким образом, при наличии достаточной солнечной радиации, в коллекторном контуре устанавливается постоянная циркуляция, скорость и интенсивность которой зависят от плотности потока солнечного излучения. Постепенно, в течение светового дня, происходит полный прогрев всего бака, при этом отбор воды для использования должен производиться из наиболее горячих слоев воды, располагающихся в верхней части бака. Обычно это делается подачей холодной воды в бак снизу под давлением, которая вытесняет нагретую воду из бака.

Систему солнечного горячего водоснабжения с принудительной циркуляцией воды следует устанавливать при необходимости большого количества горячей воды, а также в холодных регионах, если обеспечена морозостойкость системы (использование растворов антифриза). Такая система характеризуется тем, что в ее схеме солнечный коллектор и аккумуляторный бак разъединены и для нагревания воды в баке требуется принудительная прокачка теплоносителя при помощи циркуляционного насоса [4]. Аккумуляторный бак и насосы в такой системе можно расположить внизу, что облегчит контроль за оборудованием.

Для использования солнечных коллекторов имеется ряд требований [2]:

Установки должны быть взаимосвязаны с дублирующими тепловыми источниками (котельной, ТЭЦ, электрокотлом и т.п.), используемыми в качестве резервного догревателя воды.

Оптимальной ориентацией солнечных коллекторов считается юг с возможными отклонениями на восток до 20° , на запад – до 30° .

Угол наклона солнечных коллекторов к горизонту для установки, работающей круглый год, принимается равным широте местности; в летний период – широте местности -15° ; в отопительный период – широте местности $+15^\circ$.

Необходима тепловая изоляция баков-аккумуляторов, теплообменников и трубопроводов.

Термическое сопротивление тепловой изоляции трубопроводов и оборудования должно обеспечивать потерю тепла не более 5 %,

Установка устройств для опорожнения и заполнения гелиоприемного контура и для удаления воздуха из системы.

В установках с естественной циркуляцией трубопроводы, подающие воду в солнечные коллекторы, а также водопроводную воду, следует присоединять к нижней части бака-аккумулятора; трубопроводы, отводящие нагретую воду от солнечных коллекторов и подающие ее в систему ГВС, – присоединять к верхней части бака-аккумулятора.

Уклон прокладки магистральных трубопроводов не менее 0,01 – для установок с естественной циркуляцией теплоносителя; 0,002 – для установок с принудительной циркуляцией теплоносителя. Уклоны труб подводов к солнечным 5–10 мм на всю длину подводки. Необходимо обеспечить возможность мойки солнечных коллекторов.

Установка датчиков температуры перед входом и на выходе теплоносителя из групп солнечных коллекторов (при параллельном присоединении этих групп), теплообменников, баков-аккумуляторов 10, а также установка манометров в нижней точке теплоприемного контура.

Автоматические регуляторы температуры для обеспечения постоянной температуры горячей воды.

Для более эффективной работы солнечные коллекторы следует соединять в группы по смешанной схеме. Движение теплоносителя в солнечных коллекторах следует предусматривать снизу-вверх.

В установках с большой площадью солнечных коллекторов следует предусматривать возможность отключения отдельных секций в случае выхода их из строя без прекращения работы всей установки.

Во всех промышленно развитых странах (например, Китай, США, Германия, Великобритания и другие) приняты государственные программы по повышению доли солнечной энергии в общем энергобалансе. В Энергетической стратегии Украины до 2035 года предполагается значительное увеличение (почти в 4 раза) использования ВИЭ.

Таким образом, применение солнечной энергетики имеет большие перспективы, как в нашей стране, так и в мире; но требует дальнейших разработок по повышению эффективности и надежности систем солнечных установок.

Потенциал солнечной энергии в Украине является достаточно высоким для широкого внедрения гелиосистем как теплоэнергетического, так и фотоэлектроэнергетического оборудования практически на всей территории. Солнечное излучение в Украине составляет 3500 – 5200 МДж/м² в год [18]. Сезонный период для активного использования солнечной энергии в северных регионах продолжается с апреля по сентябрь, а в южных с марта по октябрь, что составляет 1900 – 2400 ч/год. Общее среднегодовое солнечное

излучение варьируется от 1070 кВт ч/км² в северных районах Украины до 1400 кВт ч/км² на юге страны [18].

По уровню интенсивности солнечного излучения (радиации) на территории Украины необходимо выделить четыре зоны, которые описаны ниже. В первой и второй зонах находятся все южные области Украины; более половины территории нашей страны находятся в третьей зоне, четвертая зона наименее пригодна для использования солнечной энергии. В целом территория Украины относится к зонам с средней интенсивностью солнечной радиации. В реальных условиях величина плотности прямой и диффузной, солнечной радиации зависит от широты местности, прозрачности атмосферы, характеристик земной поверхности, а также от времени суток и времени года. По этой причине величина годового попадания солнечной радиации на 1 м² с поверхности земли существенно варьируется для различных регионов Украины и имеет статический характер распределения [18]. Однако вполне очевидной определяющей тенденцией при этом является увеличение плотности солнечной радиации и количество солнечных дней в направлении с севера на юг с соответствующим увеличением годового попадания солнечной радиации на 1 м² поверхности земли. Количество летней энергии солнечной радиации в крупных городах Украины: Симферополь – 4,99 ГДж/м², Одесса – 4,88 ГДж/м², Донецк – 4,44 ГДж/м², Киев – 4,12 ГДж/м², Сумы – 3,89 ГДж/м², Львов – 3,85 ГДж/м² [18]. Годовой технически достижимый энергетический потенциал солнечной энергии в Украине с эквивалентным 6 млн. у.т. его использование позволяет сэкономить около 5 млрд. м³ природного газа. Увеличение потребления солнечной энергии во многих регионах решило бы проблемы горячего водоснабжения в теплое время года.

В результате в работе [18] сделаны следующие основные выводы:

рассмотрев основные виды нетрадиционных возобновляемых источников энергии, которые используются в Украине, можем сделать следующие выводы:

1. К развитию нетрадиционных возобновляемых источников энергии относится:

обеспечение диверсификации топливно-энергетического баланса субъектов страны за счет увеличения производства электрической и тепловой энергии на базе нетрадиционных возобновляемых источников энергии, и в конечном счете, повышение доли нетрадиционных возобновляемых источников энергии в балансе производства и потребления электрической тепловой и первичной энергии страны;

повышение экологической безопасности в локальных территориях, т.е. снижение вредных выбросов от электрических и котельных установок в городах со сложной экологической обстановкой, в местах массового отдыха населения, санитарно-курортных местностях и заповедных зонах;

развитие наукоемких технологий и оборудования. В технологиях возобновляемой энергетики реализуются последние достижения многих научных направлений и технологий: метеорологии, аэродинамики, электроэнергетики, теплоэнергетики, генераторо- и турбостроения, микроэлектроники, силовой электроники, нанотехнологии, материаловедения и т.д.

Таким образом, развитие наукоемких технологий имеет значительный социальный и макроэкономический эффект в виде создания дополнительных рабочих мест за счет сохранения и расширения научной, производственной и эксплуатационной инфраструктуры энергетики, а также создания возможности экспорта наукоемкого оборудования.

2. Основными преимуществами нетрадиционных возобновляемых источников энергии являются:

наиболее быстрый и дешевый способ решения проблем энергоснабжения (электроэнергия, тепло, топливо) удаленных труднодоступных населенных пунктов, не подключенных к сетям общего пользования (фактически речь идет о жизнеобеспечении 2–5 млн. человек);

сооружение нетрадиционных возобновляемых источников энергии – наиболее быстрый и дешевый способ энергообеспечения предприятий малого и среднего бизнеса, а это дополнительные рабочие места в деревнях и малых городах, где безработица – прямой путь к нищете;

сооружение объектов нетрадиционных возобновляемых источников энергии не требует больших единовременных капитальных вложений и осуществляется за короткое время (1 – 3 года), в отличие от 5 – 10-летних периодов строительства объектов традиционной энергетики;

сокращение дефицита мощности и энергии в дефицитных энергосистемах, т.е. устранение препятствий в развитии промышленности;

развитие инновационных направлений в промышленности, расширение внутреннего спроса на изделия машиностроения, а также расширение экспортных возможностей.

Энергетическая стратегия Украины до 2030 года, представленная в табл. 1., направлена на увеличение производства энергетических ресурсов [19].

Энергетическая стратегия Украины до 2030 года

Направления	Годы	
	2020	2030
Суммарная энергия от ВИЭ	12,054 млн. т. у. т.	35,53 млн. т. у. т.
Энергия биомассы	6,3 млн. т. у. т.	9,2 млн. т. у. т.
Солнечная энергия	0,284 млн. т. у. т.	1,1 млн. т. у. т.
Малая гидроэнергия	0,85 млн. т. у. т.	1,13 млн. т. у. т.
Геотермальная энергия	0,19 млн. т. у. т.	0,7 млн. т. у. т.
Энергия ветра	0,53 млн. т. у. т.	0,7 млн. т. у. т.

Основные законы, которые регулируют альтернативную энергетику в Украине, являются:

Закон Украины "Об альтернативных источниках энергии".

Закон Украины "Об альтернативных видах топлива".

Закон Украины "Об электроэнергетике".

Закон Украины "Об энергосбережении".

Закон Украины "О комбинированном производстве тепло и электроэнергии (ТЭЦ) и использовании неисправностей энергетического потенциала".

Анализ известных исследований в направлениях повышения эффективности солнечных энергоустановок

В качестве показателя энергетической эффективности преобразования солнечной энергии в тепловую в солнечных водонагревательных устройствах (СВУ) может быть использован энергетический КПД СВУ, состоящей в общем случае из коллектора солнечной энергии (КСЭ), теплового аккумулятора и теплопровода. Этот коэффициент может быть определен по ранее полученной в [6] формуле:

$$\eta_{СВУ} = \eta_{КСЭ} \cdot \eta_{ТА} \cdot \eta_{ТП} \quad (1)$$

где $\eta_{КСЭ}$ – КПД КСЭ, зависящий от его теплотехнических характеристик; $\eta_{ТА}$ – КПД теплового аккумулятора; $\eta_{ТП}$ – КПД теплопроводов (трубопроводов), по которым теплоноситель движется в СВУ.

Энергетическая эффективность КСЭ, являющегося одним из основных элементов СВУ, определяется его КПД, равным отношению удельной теплопроизводительности КСЭ к плотности потока солнечной радиации,

поступающей на его поверхность. Этот коэффициент в соответствии с [7, 8] определяется по формуле:

$$\eta_{КСВ} = \eta_{КСЭ} - \frac{K_K}{I_K} (T_{ТН} - T_B), \quad (2)$$

где K_K – где K_K – эффективный коэффициент теплопотерь КСЭ, Вт/(м² · К); I_K – плотность суммарного потока солнечной энергии, поступающей на КСЭ, Вт/м²; $T_{ТН}$ – средняя температура теплоносителя в КСЭ, К; T_B – температура наружного воздуха, К; η_0 – эффективный оптический КПД КСЭ.

Анализ формулы (2) показывает, что влияние на КПД КСЭ оказывают: число слоёв остекления и его пропускная способность; конструктивные характеристики КСЭ и свойства лучепоглощающей поверхности абсорбера (материал и толщина листа, толщина и коэффициент теплопроводности тепловой изоляции, шаг труб, наличие отражателей и др.); метеорологические параметры (плотность потока солнечной энергии и температура наружного воздуха); рабочие параметры КСЭ – расход теплоносителя и его температура на входе в КСЭ, от которых зависит средняя температура теплоносителя в КСЭ.

В работах [6], показано, что более совершенные КСЭ за счет резкого снижения эффективного коэффициента теплопотерь имеют более высокий энергетический КПД $\eta_{КСЭ}$, несмотря на некоторое снижение (от 0,93 до 0,63) оптического КПД КСЭ. Значения КПД наиболее совершенных НПК-2 и СПК-1 в среднем составляют 0,56, а ВСТК – 0,57. Экспериментальные КСЭ типа НПК-1 имеют расчетные значения $\eta_{КСЭ} = 0,54$ – $0,57$, т. е. не ниже, чем у серийно выпускаемых КСЭ, за счет более низких значений $K_K = 2,8$ – $5,8$. Значения КПД тепловых аккумуляторов СВУ с эффективной теплоизоляцией с термическим сопротивлением 3,0 м² · К/Вт могут достигать 0,94–0,99 при увеличении объема бака аккумулятора от 0,10 до 100 м³. Более компактными, чем водяные могут быть тепловые аккумуляторы с теплоаккумулирующими материалами фазового перехода (например, техническими парафинами), объем которых будет в 2,3–4,5 раза меньше, чем у жидкостных тепловых аккумуляторов. Таким образом, целесообразно применять тепловые аккумуляторы с теплоаккумулирующими материалами фазового перехода, емкостные жидкостные комбинированные коллекторы-аккумуляторы, а также комбинированные коллекторы-аккумуляторы с теплоаккумулирующими материалами фазового перехода. Сокращение

потерь тепла в трубопроводах СВУ возможно в оригинальных проточных (гравитационных) многоступенчатых СВУ, т. к. они будут иметь лишь короткие патрубки, соединяющие ступени КСЭ и КСЭ с тепловым аккумулятором. В этом случае потери тепла можно будет сократить до 5 %, соответственно повысив энергетический КПД трубопроводов до 0,95. Значения КПД СВУ с экспериментальными КСЭ НПК-1 и НПК-2 не ниже, чем у серийно выпускаемых СВУ – от 0,54 до 0,57. Энергетический КПД СВУ с многоступенчатым гелиоколлектором (ГТМГ), равный 0,51, больше, чем для СВУ циркуляционного типа за счет отсутствия 15 % теплопотерь в обратном трубопроводе. С энергетической точки зрения целесообразно применять СВУ ГТМГ [6].

В имеющихся технических разработках в области СВУ основное внимание уделяется повышению эффективности работы солнечных коллекторов, и в меньшей мере аккумуляторов теплоты. Для практического потребления не менее важной задачей является получение тепловой энергии необходимого потенциала с равномерной генерацией солнечного теплоснабжения и кондиционирования [9]... [11]. В работе [9] рассмотрены возможности аккумулирования теплоты от СВУ с помощью тепловых насосов на основе комплексного системного решения за счет оптимизации параметров отдельных элементов СВУ. Схема рассматриваемой установки показана на рис. 3.

Для того, чтобы использовать солнечную энергию во всех четырёх сезонах для теплоснабжения и охлаждения здания, применены реверсивные тепловые насосы. Схема установки включает вакуумные солнечные коллекторы, подключенные к системе горячего водоснабжения здания и два отдельных узла СВУ – А и В. В состав оборудования узла А СВУ входят два циркуляционных насоса Р1 и Р2, поле грунтовых теплообменников, разделенных на две зоны SH1 и SH2, тепловой насос Н1, соленоид вентилятора F1, трубопроводы и т.д. Устройство В включает циркуляционные насосы Р3 и Р4, грунтовые теплообменники SH3 и SH4 тепловой насос Н2, соленоид вентилятора F2, трубопроводы и т.д. В схеме имеется водяной бак с расположенным внутри тепловым аккумулятором фазового перехода, что позволяет накопить больше солнечной энергии.

Калиброванный расходомер и калиброванный счетчик электроэнергии установлены в обоих узлах СВУ. Температура контролируется в заданных точках тепловой схемы установки – на входе и выходе наиболее важных узлов. Площадь подключенных к установке соленых коллекторов равна 10 м², группа U-образных теплообменника в скважинном поле имеют глубину

закладки от 50 до 60 м. Число колодцев наблюдения за параметрами в скважинном поле – 4, их глубина – 20 м.

Грунтовые теплообменники U-образного типа изготовлены из полипропиленовых труб диаметром 25 мм. В каждой скважине для проверки и наблюдения были установлены 5 термопар для контроля температуры грунта в заданных точках на различной глубине. Термопары подключались к измерительному прибору высокой точности ($\pm 0,1$ С). Результаты экспериментов и оптимизации [9] представлены на рис. 4 и в табл. 2. В результате в [9] установлено, что эффективность генерации теплоты в схеме солнечно-теплонасосной установки может быть повышена за счет применения многоконтурной схемы, наличия дублера источника тепловой энергии, использования аккумуляторов теплоты. В качестве низкотемпературного источника может быть принята теплота грунта, используемая в схеме с тепловым насосом.

Применение комплексных решений позволяет повысить уровень генерации теплоты в схеме солнечно-теплонасосной установки.

В работах [13]...[16] показано, что на схемы и технические характеристики отдельных элементов солнечных энергоустановок (СЭУ) существенно зависят от природных условий промышленных объектов. В частности, для южных регионов Украины на основе данных метеостанций Davis 6162EU установлено, что в теплый период оптимальный угол солнечного коллектора (СК) составляет 25° ; а при работе в течение оставшегося года изменяется в диапазоне $38^\circ - 40^\circ$. При этом, среднее значение инсоляции составляет $1242,48 \pm 18,9$ кВт·год/м². В [13]...[16] также предложено использование солнечной полупроводниковой электростанции в качестве одного из трех резервных источников питания ответственных потребителей атомных электростанций (АЭС).

Показатели эффективности коллектора [9]

Оптический КПД	Коэффициент потерь	
η	$k1$ Вт/°С/м ²	$K2$ (Вт/°С/м ²) ²
0,875	1,838	0,929

Этот вопрос является актуальным для повышения безопасности АЭС в связи с уроками большой аварии на АЭС Фукусима-Дайичи в 2011 году. Основной причиной тяжелой аварии (с повреждением ядерного топлива) и разрушительных парогазовых взрывов с катастрофическими экологическими последствиями была полная потеря электроснабжения вследствие

совместного воздействия запроектных землетрясений и цунами. Потеря электроснабжения привела к отказу активных систем безопасности, обеспечивающих отвод остаточных тепловыделений в реакторах и в бассейне отработанного ядерного топлива. Поэтому, разработка и внедрение альтернативных источников электроснабжения является актуальным вопросом повышения безопасности атомной энергетики для условий аварий с потерей собственного электроснабжения от дизель-генераторов.

В работе [17] показано, что эффективность использования фотоэлектрических преобразователей существенно зависит от климатических

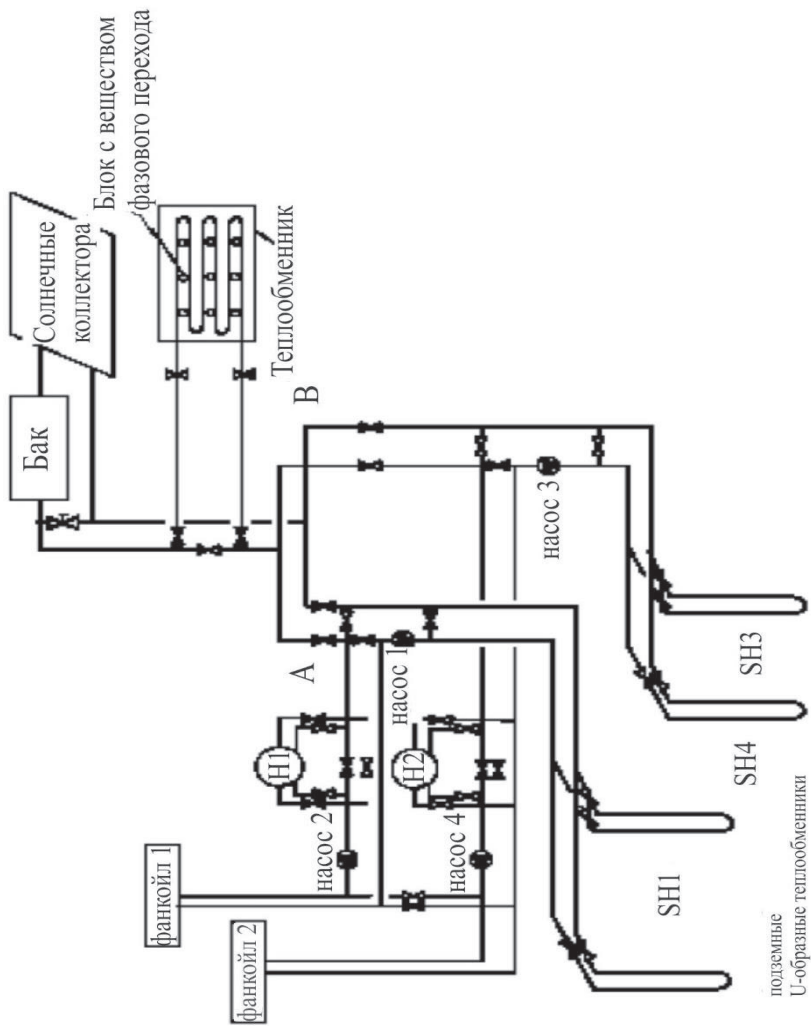


Рис. 3 Принципиальная схема исследуемой установки [9].

условий. Так, для покрытия электрической нагрузки 1000 Вт необходимое количество фотоэлектрических преобразователей для летнего, осенне-весеннего и зимнего периодов соответственно 7,5 и 6 штук.

В статье [20] приведены экспериментальные данные исследования полимерного солнечного коллектора и результаты сравнения его работы с коллекторами другого типа.

Экспериментальные данные приведены на рис. 5, 6. Для сравнения характеристик предлагаемого типа солнечного коллектора с коллекторами других типов на рис. 7 приведены данные по их теплопроизводительности.

Также в работе [20] показано, что в осенний период года солнечный коллектор на базе структурированного поликарбоната позволяет организовывать не только системы горячего водоснабжения, но и может выступать в роли эффективного первичного подогревателя для систем теплоснабжения на базе традиционных видов топлива и тепловых насосов.

В [21], авторами была предложена следующая классификация моделей для построения энергетических систем:

1. Энергетические модели спроса и предложения.
2. Прогнозные модели:
 - 2.1. Энергетические модели для экономических показателей.
 - 2.2. Модели для ВИЭ
 - 2.2.1. Модели для солнечной энергетики.
 - 2.2.2. Модели для энергии ветра.
 - 2.2.3. Модели для биомассы и биоэнергии.
 3. Оптимизационные модели.
 4. Энергетические модели на основе нейронных сетей.
 5. Модели для сокращения выбросов.

Данные модели можно объединять в более сложные, использовать для создания многофункциональных систем. Помимо моделирования работы процессов в системе существует необходимость получения сводной информации по работе сети, получении рекомендаций и т.п. Для этого могут создаваться системы поддержки принятия решений (СППР). Согласно [22], СППР – это интерактивная система, способная производить данные и информацию, а в некоторых случаях, способствовать пониманию относящихся к данной предметной области с целью оказать полезную помощь в решении сложных и плохо определенных задач.

Можно выделить три направления развития СППР в энергообеспечении зданий по количеству возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Первые используют один источник альтернативной

электроэнергии, вторые – несколько, третьи комбинируют источники, как тепло, так и электроэнергию.

Существующие СППР отличаются в зависимости от функциональных возможностей: используются разные многокритериальные подходы и способы расчета технических характеристик; а также от способа представления данных. Входные параметры расчета могут быть междисциплинарными, относящимися к метеорологии, географии, архитектуре, городским инженерным системам и т.д.

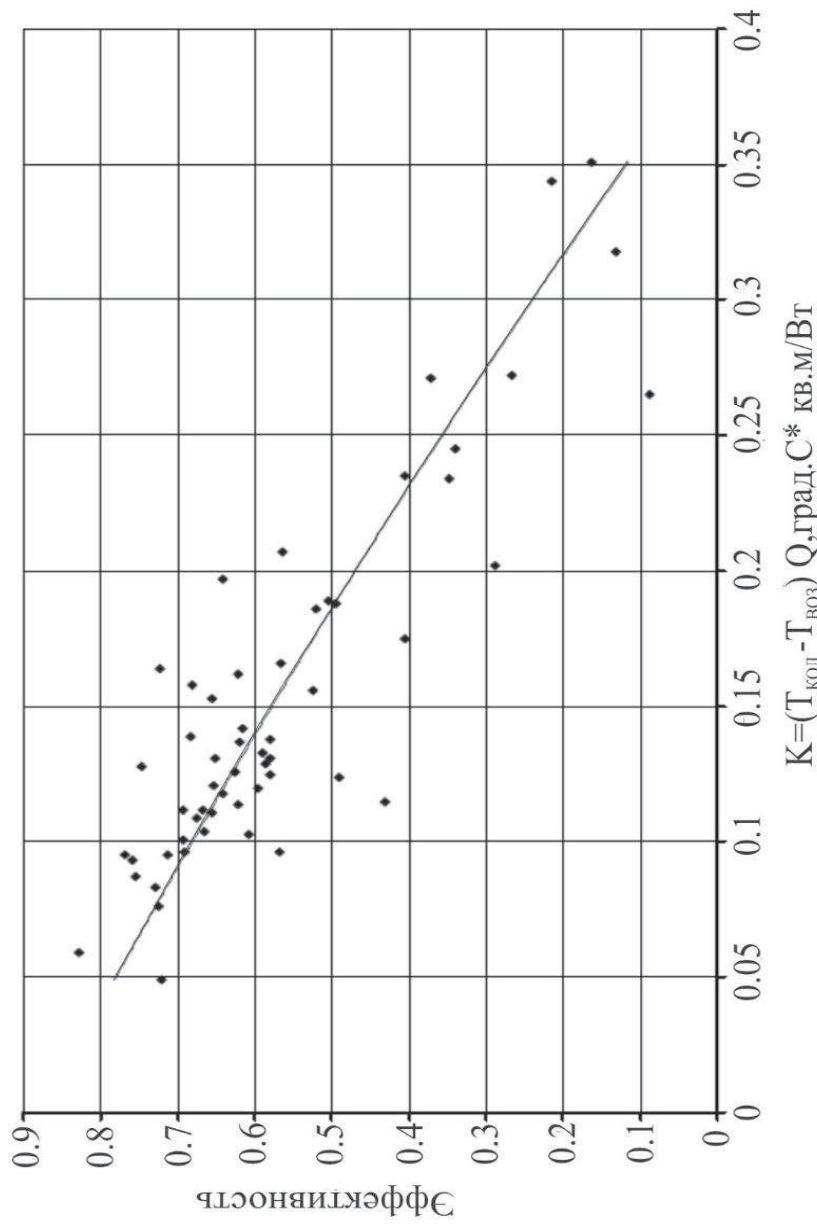


Рис.4 Значения характеристики – эффективности солнечного коллектора [9]

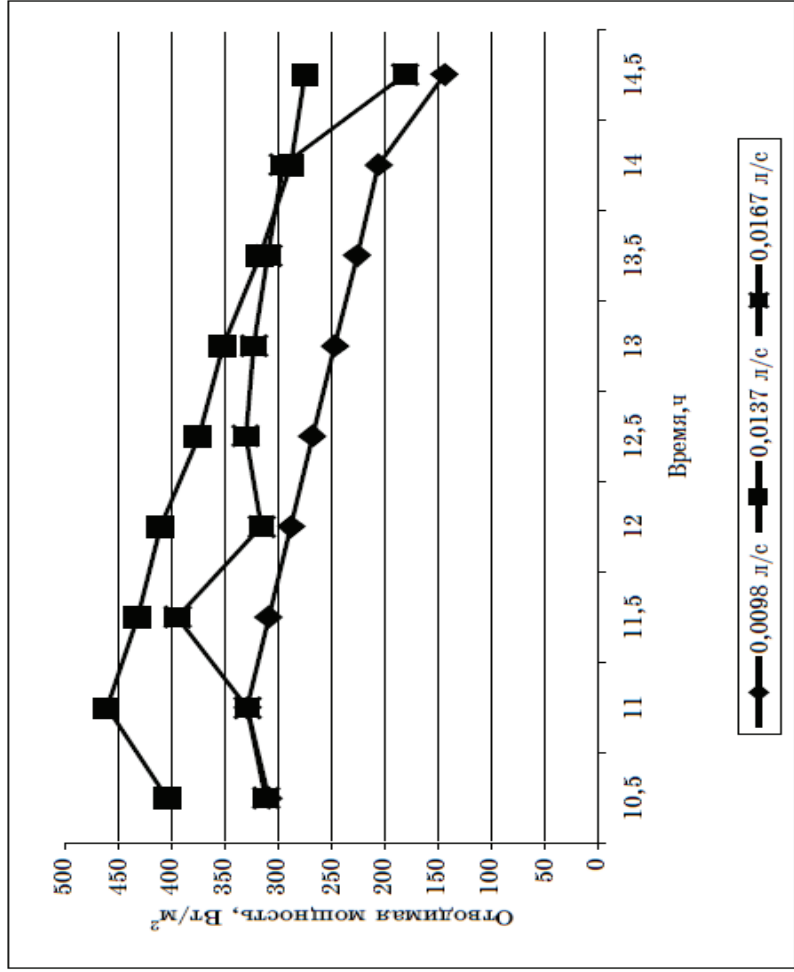


Рис. 5 Снимаемая мощность коллектора в зависимости от объемного расхода теплоносителя через единицу площади

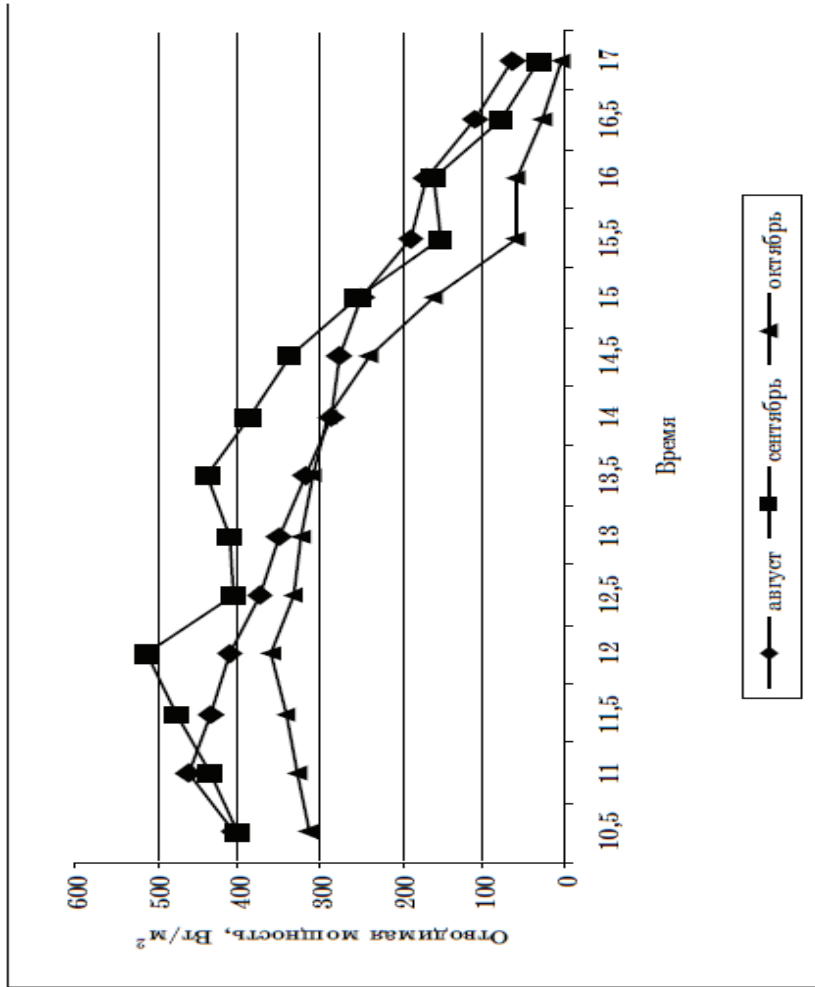


Рис. 6 Снимаемая мощность коллектора за август – октябрь 2005 г.

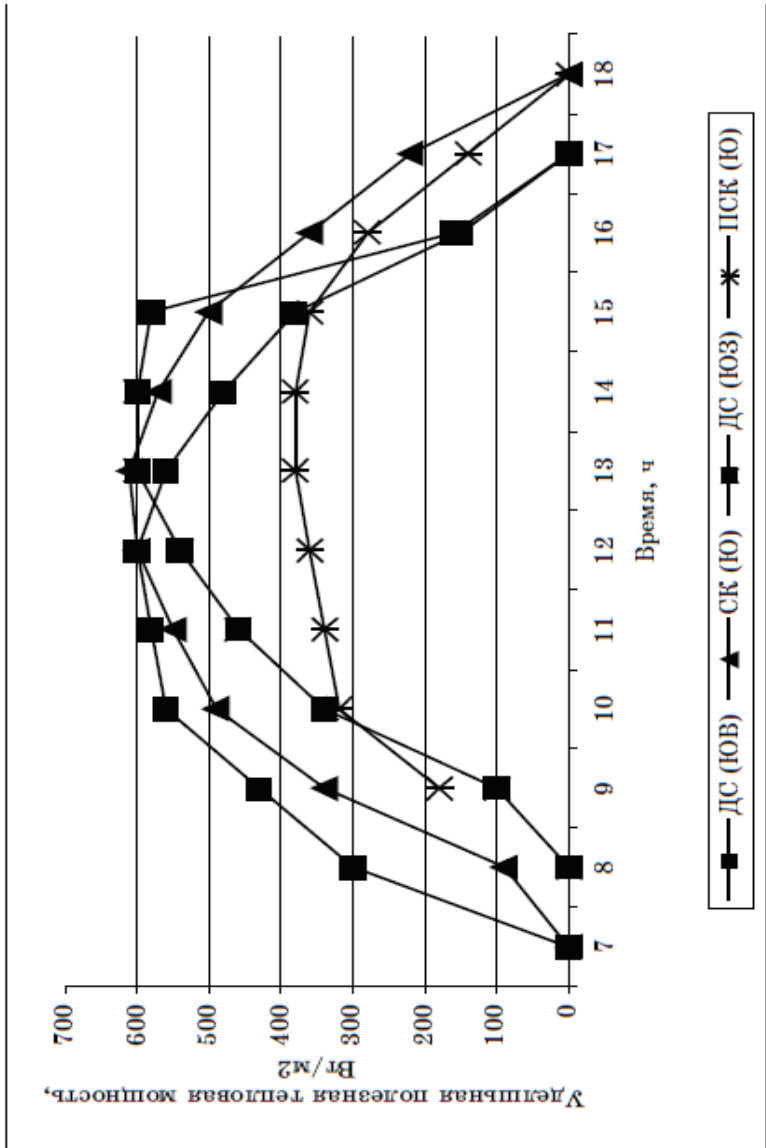


Рис. 7 Удельная полезная тепловая мощность дельта-систем (ДС) и солнечных коллекторов (СК) с мощностью полимерного солнечного коллектора (ПСК)

Наибольшее развитие в области моделирования и повышения эффективности гелиосистем (в т.ч. и солнечных энергоустановок) получило в разработках научной школы профессора А.С. Мазуренко ([23...27] и другие). В этих разработках к рассмотрению предлагается схема с использованием гелиосистемы, теплового насоса типа «воздух-вода», газового котла, сезонного бака-аккумулятора [16]. Для расчета применялась конструкция полого бака-аккумулятора, заполненного шариками из парафина в тонкой оболочке. Пространство между шариками заполнено водой, которая играет роль промежуточного теплоносителя.

Работа бака-аккумулятора основана на поглощении теплоты от гелиосистемы шариками парафина при расплавлении. Также учитывалась способность аккумулировать тепло за счет частичного перегрева и переохлаждения парафина. Как показали исследования доля аккумуляции тепла за счет изменения температур парафина (переохлаждение и перегрев) не превышает 10 % от общего количества аккумулированного тепла.

Учитывая разные температурные режимы, давления и виды теплоносителей последовательно по вторичному контуру установлены разделительные теплообменники. В зависимости от температурного режима системы отопления включаются источники тепла с наиболее эффективными показателями. Схема позволяет использовать параллельно несколько источников тепла, поэтапно поднимая температуру теплоносителя до необходимого значения.

Моделирование процесса получения тепла от гелиосистемы осуществлялось с помощью специализированной программы (рис. 9). Данная программа также позволяет смоделировать температурные режимы первичного контура гелиосистемы, что в свою очередь помогает оценить эффективность процесса сезонного аккумулирования.

В результате проведенных работ была разработана схема комбинированного теплоснабжения с использованием сезонного аккумулирования, а также определены температурные зоны эффективной работы каждого из источников тепла.

Проведенное моделирование работы гелиосистемы позволяет сделать отметить большую долю замещения тепла в общем тепловом балансе здания (49 %). Данный вывод говорит о целесообразности использования данного источника тепла в режиме сезонного аккумулирования.

Несомненный интерес представляют известные разработки профессора А.Е. Денисовой в области оптимизации угла наклона солнечных коллекторов (СК) в гелиосистемах. Так, для г. Одессы ($46,5^\circ$ северной широты) в [25] определен оптимальный угол наклона СК 26° (рис.10, 11).

Трубопроводные системы солнечных энергоустановок (СЭУ) включают различное теплотехническое оборудование: теплообменники, насосы, арматура. Надежность функционирования СЭУ определяется надежностью и работоспособностью теплотехнического оборудования (ТО).

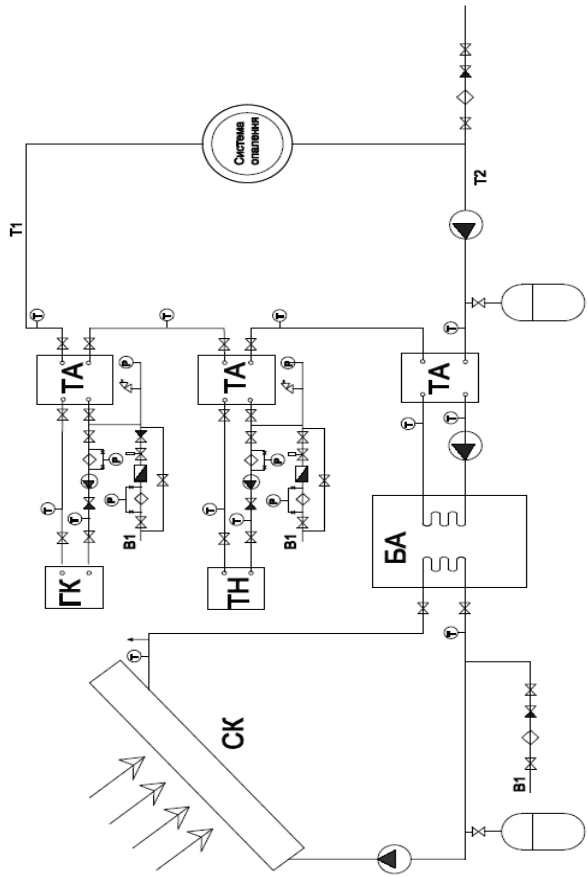


Рис. 8 Принципиальная схема комбинированной системы теплоснабжения: СК – солнечный коллектор, БА – бак-аккумулятор, ТН – тепловой насос, ТА – пластинчатый теплообменный аппарат, ГК – газовый котел, Т1 – подающая магистраль системы отопления, Т2 – обратная магистраль системы отопления, В1 – система подпитки

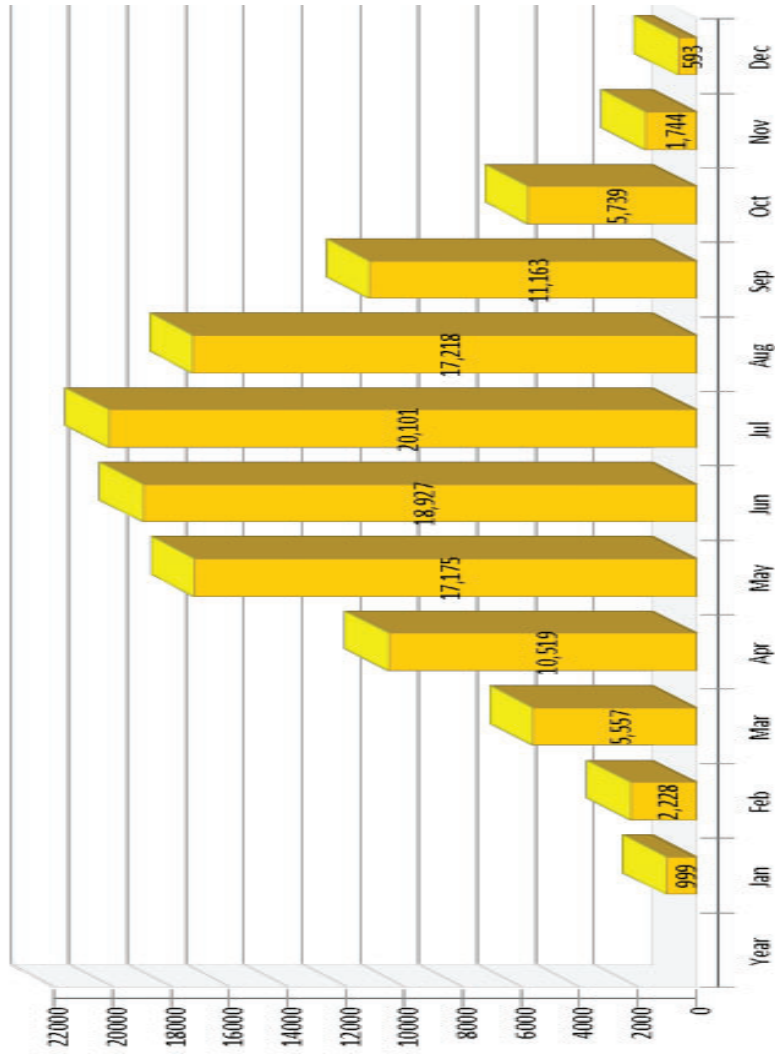
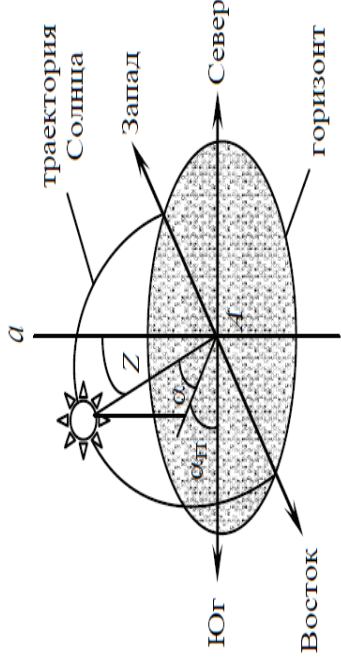
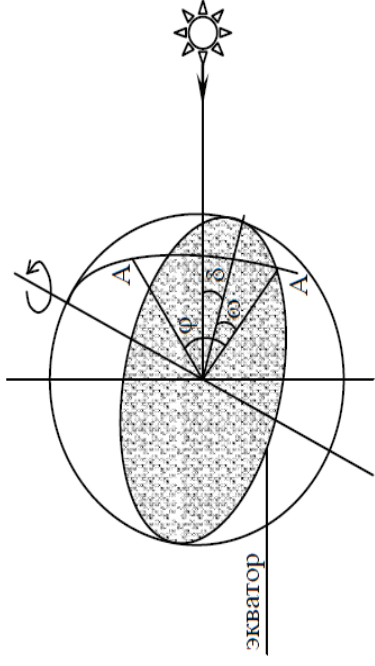


Рис. 9. Результаты моделирования процесса получения тепла от солнца в течение года



б

Рис. 10 Основные и дополнительные углы движения Солнца: а – схема кажущегося движения солнца по небосводу; б – углы, определяющие положение точки А на земной поверхности относительно солнечных лучей [25].

Вопросы надежности ТО СЭУ изучены недостаточно. Однако имеется большой опыт эксплуатации ТО в других отраслях энергетики, что позволяет проводить соответствующий анализ надежности ТО СЭУ.

Наиболее опасным для надежности и работоспособности трубопроводных систем с ТО является условия возникновения гидроударов (ГУ). ГУ сопровождаются импульсным высокоамплитудным увеличением давления, которое может оказать существенное влияние на надежность, работоспособность и ресурс трубопроводных систем с ТО.

Анализ известных исследований в области повышения надежности теплотехнического оборудования солнечных энергоустановок

Можно выделить три основных вида ГУ [28], [29]:

- ГУ, вызванные резким торможением однофазного потока на местных гидравлических сопротивлениях
- ГУ, вызванные работой насосов;
- ГУ в двухфазных потоках.

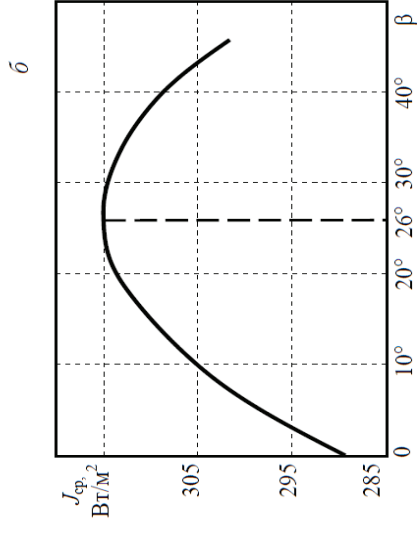
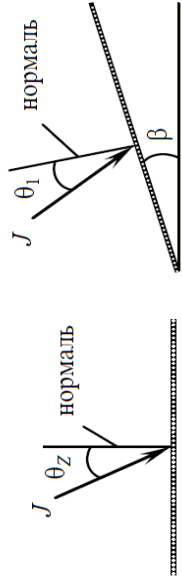
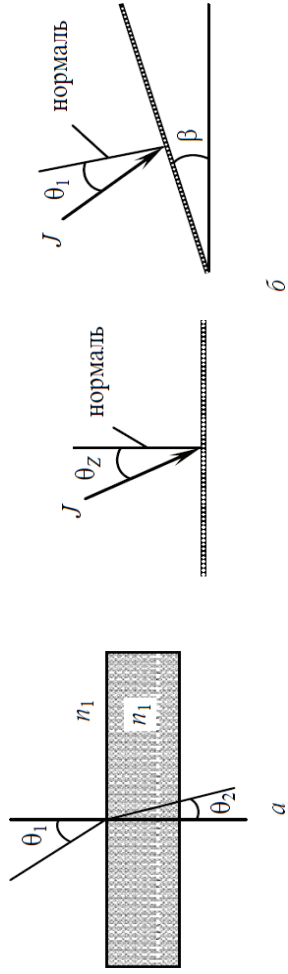
Первый из указанных выше видов ГУ может проявляться при ускоренном закрытии арматуры, которое сопровождается резким торможением потока. В этом случае, кинетическая энергия торможения потока переходит в энергию импульса давления ГУ.

ГУ, вызванные работой насосов, могут проявляться вследствие резонансных эффектов, а также явлений гидродинамической неустойчивости в переходных и рабочих режимах.

Резонансные эффекты возникают при условии совпадения частоты подачи потока насоса с собственной частотой трубопроводной системы. В этих условиях значительно возрастает амплитуды колебаний давления в потоке и как следствие ГУ на элементы трубопроводных систем.

В переходных режимах при запуске насоса может возникать апериодическая гидродинамическая неустойчивость, вызванная инерционностью напорно-расходной характеристики (НРХ) насоса. НРХ определяет зависимость напора давления, развиваемого насосом, в зависимости от расхода в трубопроводной системе. В начальный момент запуска насоса расход в трубопроводной системе равен нулю, а напор давления насоса максимальный. Далее расход начинает увеличиваться, а напор давления насоса уменьшается в соответствии с НРХ. Однако эти изменения не происходят мгновенно, а с запаздыванием во времени, что определяется инерционностью НРХ насоса. Инерционность НРХ определяется конструктивно-техническими характеристиками насоса и гидродинамическими параметрами всей трубопроводной системы. При существенной инерционности НРХ увеличение расхода при пуске насоса

может сопровождаться неизменным начальным напором давления насоса. Поэтому, при достижении режима «рабочего» расхода инерционность НРХ определяет дальнейшее увеличение расхода вследствие временного запаздывания уменьшения напора давления насоса. В этом случае трубопроводная система находится в неустойчивом состоянии и по истечению времени запаздывания реакции НРХ резко уменьшается расход в системе –



б

Рис. 11 – Определение оптимального угла наклона β СК для системы горячего водоснабжения: а – преломление луча на границе двух сред; б – углы падения солнечных лучей на горизонтальную и наклонную поверхности; в – расчетная зависимость средней интенсивности солнечного излучения угла наклона $J_{ср}(\beta)$ СК

апериодическая гидродинамическая неустойчивость. Кинетическая энергия резкого торможения потока переходит в энергию импульса давления ГУ.

Инерционность НРХ насоса может также способствовать колебательной гидродинамической неустойчивости в рабочих режимах. Так, при случайном (флуктуационном) изменении расхода в трубопроводной системе соответствующая реакция НРХ также происходит с определенным запаздыванием по времени Δt . Амплитуда и период колебаний гидродинамических параметров потока определяются величиной Δt . При относительно большом значении запаздывания реакции НРХ Δt амплитуды колебаний давления могут быть достаточными для возникновения условий ГУ.

Причины и условия ГУ в двухфазных потоках могут быть:

- импульсная конденсация паровых объемов в относительно «холодных» слоях потока, которая сопровождается импульсами роста давления;

- «снарядные» режимы течения двухфазного потока, при которых чередующиеся существенно разноплотностные паровые и жидкостные объемы определяют условия ГУ на местных гидравлических сопротивлениях трубопроводных систем;

- трансзвуковые режимы течения двухфазных потоков, которые сопровождаются так называемыми «конденсационными скачками уплотнения» при достижении скорости потока скорости звука.

Для ТО СЭУ актуальными вопросами является определение причин и условий ГУ при закрытии арматуры и в переходных/рабочих режимах насосного оборудования.

Основные положения и мероприятия по управлению старением и назначенным сроком службы

Целью проведения работ по управлению старением элементов энергоблока АЭС является обеспечение требуемого уровня безопасности на протяжении срока эксплуатации энергоблока (в том числе сверхпроектного), а также достижение максимальной эффективности его эксплуатации путем организации выполнения мероприятий, направленных на своевременное обнаружение и поддержание в приемлемых пределах деградации, вызванной старением элементов, для гарантии уверенности в их целостности и работоспособности [211]. Результатом такой деятельности является разработка и внедрение технически и экономически целесообразных мероприятий, направленных на предупреждение отказов элементов энергоблока АЭС по причинам, вызванным процессами старения, происходящими в этих элементах.

Общая методология управления старением должна соответствовать рекомендациям МАГАТЭ. Управление старением должно быть организовано как систематический процесс, который адаптирует цикл Деминга (Deming) “Планирование – Осуществление – Проверка – Действие” к управлению старением элементов энергоблока (рис. 12).

Управление старением элементов энергоблока основывается на следующих основных работах [211]:

разработка стационарных программ управления старением элементов энергоблока;

разработка перечня элементов энергоблока, которые подлежат управлению старением;

оценка ТС элементов энергоблока;

выявление и изучение процессов старения элементов энергоблока;

переназначение ресурса элементов энергоблока;

разработка и внедрение мер по смягчению процессов старения;

разработка и внедрение мониторинга процессов старения элементов энергоблока;

поддержание надежности элементов в соответствии с требованиями технической документации;

сравнение затрат на снятие элементов с эксплуатации и замену их на новые с затратами на продление эксплуатации;

своевременная замена элементов блока, исчерпавших свой ресурс;

проведение квалификации элементов;

документирование и создание эффективной информационной системы управления старением элементов энергоблока.

Наличие полной информации об элементах (системах) энергоблока АЭС, их деградации вследствие старения и влиянии этой деградации на работоспособность элементов (систем) является основой и необходимым условием для системного управления старением.

Эффективность применяемых методов и средств контроля ТС элементов энергоблока должна быть достаточна для идентификации и своевременного обнаружения их деградации.

Безопасность должна быть основным фактором, определяющим принимаемые решения и объемы выполняемых работ по управлению старением элементов энергоблока АЭС. В зависимости от степени влияния элементов на безопасность должны применяться различные требования к:

- объему, способам и методикам проводимой оценки ТС элементов энергоблока АЭС;

- прогнозированию надежности элементов;

- методам выявления деградации и установления механизмов старения элементов;

- разработке мероприятий по подавлению процессов старения;

ПЛАНИРОВАНИЕ

2. Координация программы управления старением элементов

Координация деятельности по управлению старением:

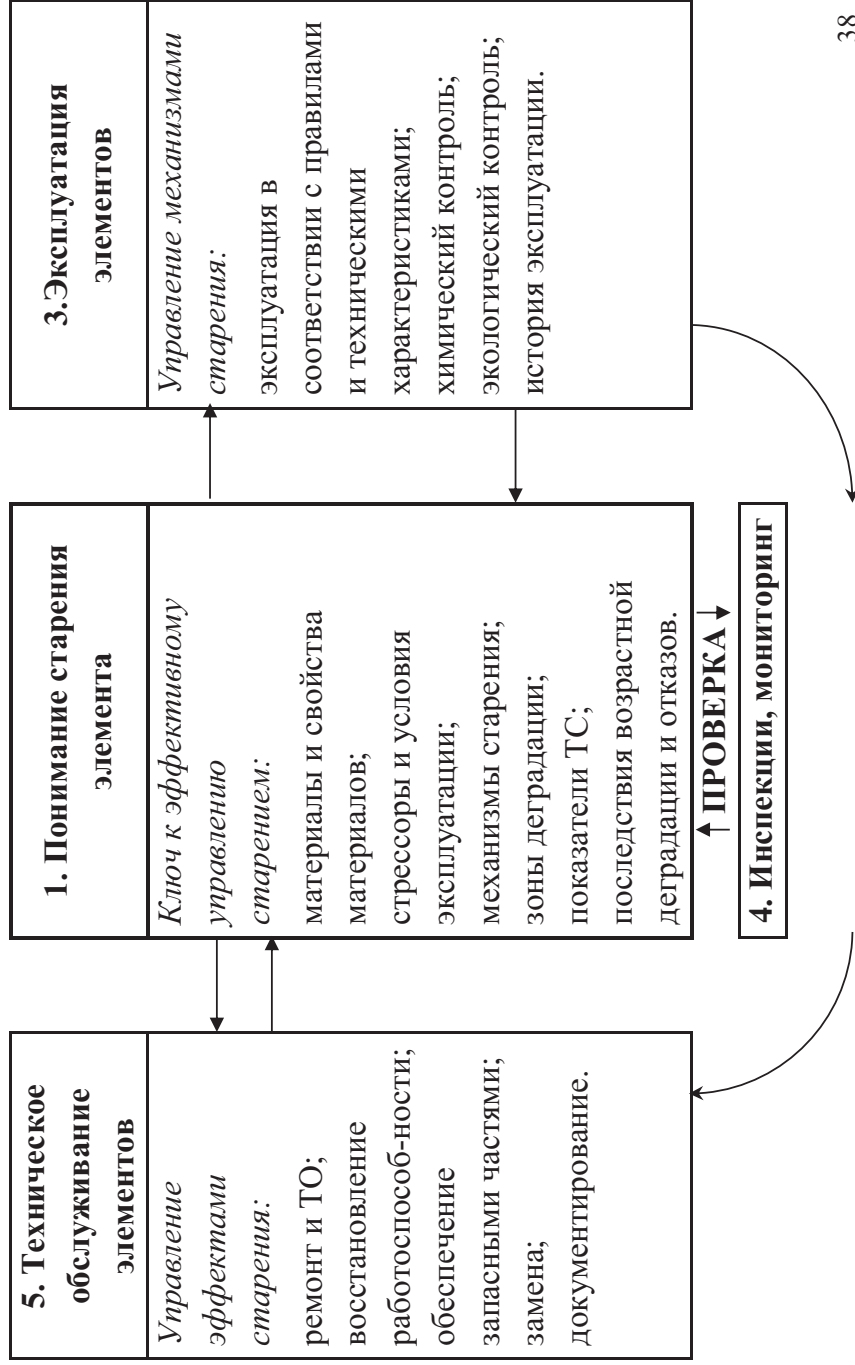
учет регулирующих требований и критериев безопасности;
документирование деятельности;
совершенствование механизма координации;
оптимизация ПУС на основе текущего понимания, самооценки и независимой оценки.

**Повышение
эффективности
ПУС**

**Минимизация
ожидаемой
деградации**

ДЕЙСТВИЕ

ОСУЩЕСТВЛЕНИЕ



**Корректировка
недопустимой
деградации**

и оценка элементов
<i>Обнаружение и оценка эффектов старения:</i> испытания и проверки; эксплуатационный контроль; наблюдения; оценка функциональной способности/пригодности к эксплуатации.

**Проверка на
деградацию**

Рис. 12. Систематический процесс управления старением.

обоснованию необходимости проведения замены, модернизации или ремонта элементов.

Программа управления старением (ПУС) АЭС должна увязываться с выполняемой в ОП АЭС деятельностью по ТОиР, эксплуатации, квалификации оборудования, а также выполнению специальных программ на конкретных системах (элементах), максимально используя получаемые в результате этой деятельности данные. В то же время данные, получаемые в процессе управления старением конкретных элементов энергоблока, должны быть применены для оптимизации процедур по их техническому обслуживанию, ремонту и мониторингу в процессе эксплуатации, а также для обоснования безопасности при продлении срока службы энергоблока.

Управление старением элементов должно проводиться согласно требованиям типовой ПУС [211]. Номенклатура элементов должна быть определена в "Перечне элементов, подлежащих управлению старением", который составляется в соответствии с требованиями раздела 4 типовой ПУС и уточняется по результатам оценки ТС и переназначения ресурса элементов. "Перечень элементов, подлежащих управлению старением" составляется для каждого энергоблока АЭС.

Оценка ТС и переназначение ресурса критических элементов осуществляется в соответствии с типовыми программами, для остальных элементов энергоблока – в рамках технического обслуживания и ремонта.

"Перечень критических элементов" составляется в соответствии с требованиями типовой ПУС для каждого энергоблока АЭС.

По результатам оценки ТС элементов энергоблока должны быть определены:

- перечень составных частей элементов, которые планируется заменить в связи с исчерпанием ресурса, и работы по их замене;

- перечень элементов, подлежащих управлению старением;

- показатели надежности элементов, значения для которых изначально не были установлены в заводской (конструкторской) документации.

На основании выполненных оценок ТС элементов составляются заключения об их техническом состоянии.

На энергоблоке должен осуществляться постоянный мониторинг процессов старения, ТС, а также проводиться периодическая их оценка с целью определения эффективности управления старением и переназначения ресурса элементов энергоблока.

Наличие полной и всесторонней информации о состоянии элементов энергоблока, их деградации вследствие старения и влияние этой деградации на работоспособность элементов энергоблока является основным и

необходимым условием для систематического процесса управления старением. Такая информация должна включать проектно-конструкторские и заводские данные, результаты испытаний и измерений, а также сведения о состоянии эксплуатации, техническом обслуживании и ремонтах.

Данные ПУС должны также использоваться для оптимизации ремонта и технического обслуживания элементов, реализации программ их модернизации и реконструкции, для разработки соответствующих эксплуатационных процедур, программ испытаний и измерений.

Управление старением и НСС элементов АЭС предполагает разработку и реализацию организационно-технических мероприятий, направленных на уменьшение процессов износа и старения для увеличения ОР.

Компенсирующие мероприятия по управлению старением и НСС элементов АЭС (в том числе по замене и модернизации) можно условно разделить на две группы – мероприятия по управлению процессами старения и деградации и мероприятия по переназначению недостаточно обоснованных и/или избыточно консервативных проектных требований к критериям оценки и определяющим параметрам ТС и ОР.

При разработке компенсирующих мероприятий первой условно выделенной группы по управлению старением элементов АЭС необходимо учитывать, что в процессе эксплуатации все системы и элементы АЭС подвержены деградации, т.е. быстрому или постепенному ухудшению характеристик, которое может снизить их способность к функционированию в проектных пределах. Деградация приводит к повреждениям или отказам элементов, что в конечном итоге может ограничить их ресурс. В широком смысле старение элементов может быть как "физическим", так и "моральным". Под термином "старение" целесообразно понимать общий процесс, при котором характеристики систем или элементов постепенно изменяются со временем. Обычно различают следующие виды старения:

естественное старение – старение элементов, которое происходит в предэксплуатационных и эксплуатационных условиях, включая условия, вызванные ошибкой персонала;

нормальное старение – естественное старение элементов, обусловленное безошибочными предэксплуатационными или эксплуатационными условиями;

искусственное старение – моделирование эффектов естественного старения элементов путем использования стрессоров, которые имитируют предэксплуатационные и эксплуатационные условия;

преждевременное старение – эффекты старения элементов, возникающие ранее, чем ожидалось, из-за ошибок или предэксплуатационных или эксплуатационных условий, в явном виде не учтенных в проекте;

ускоренное старение – искусственное старение, при котором имитация естественного старения приближает в короткое время эффекты старения от более продолжительных условий работы.

Старение элементов происходит в результате действия эксплуатационных условий, которые включают как внешние условия (химические и физические факторы, которые влияют на свойства материалов, например температура, среда и т.д.), так и функциональные условия (нагрузки в процессе эксплуатации и испытаний, вибрация и т.д.).

Эксплуатационные условия создают стрессоры. Понятие "стрессор" является очень важным в методологии управления старением АЭС. Согласно [13, 65] стрессор – это побудительный фактор, вызванный предэксплуатационными или эксплуатационными условиями и который может привести к быстрой деградации элемента или деградации, обусловленной старением. Примерами стрессоров являются давление, температура, радиационное излучение, влажность, химические реактивы, вибрация, сейсмическое воздействие, электрическая и механическая цикличность. Стрессоры условно разделяют на следующие типы:

обычные стрессоры – происходят при нормальных условиях эксплуатации и обуславливают естественные эффекты и механизмы старения элементов;

стрессоры, обусловленные ошибкой – происходят из условий, созданных ошибкой персонала, и могут привести к быстрой или постепенной деградации, обусловленной старением (сверх обычных стрессоров);

стрессоры, обусловленные проектным событием, – происходят при проектных событиях и могут привести к быстрой или постепенной деградации, обусловленной старением (сверх обычных стрессоров).

В результате воздействия стрессоров в материалах элементов инициируются различные физические, химические и прочие процессы на микро- или макроскопическом уровне. Поэтому механизм старения – это процесс, который постепенно меняет характеристики элементов во времени или в результате использования по назначению. Типичными примерами механизмов старения являются износ, усталость, ползучесть, эрозия, микробиологическое засорение, коррозия, охрупчивание, химические или биологические реакции и др.

Механизмы старения можно классифицировать на следующие категории:

механизмы старения, влияющие на внутреннюю микроструктуру или химический состав материалов и изменяющие присущие им свойства (тепловое старение, ползучесть, радиационное охрупчивание);

механизмы старения, вызывающие физические повреждения элементов либо за счет потери материала (коррозия, износ), либо за счет растрескивания или деформирования (коррозия под напряжением, релаксация напряжений).

Последствиями воздействия механизмов старения на элементы являются эффекты старения – результирующие изменения характеристик элементов, которые произошли со временем в процессе эксплуатации и которые обусловлены соответствующими механизмами старения¹.

При наличии нескольких стрессоров возникают одновременные эффекты старения – комбинированный результат одновременного действия стрессоров. В таких случаях обычно различают следующие типы эффектов старения [13]:

комбинированные эффекты – результирующие изменения характеристик элемента, вызванные двумя или более стрессорами;

синергетические эффекты – доля изменений характеристик элемента, обусловленных взаимодействием одновременно действующих стрессоров, в отличие от тех изменений, которые обусловлены наложением независимых действий каждого из них.

На рис. 13 схематически показаны стрессоры, основные механизмы и эффекты старения для тепломеханического оборудования АЭС [6].

Для обеспечения эффективного управления старением элементов энергоблока АЭС и распространения результатов управления старением его элементов как на другие энергоблоки данной АЭС, так и на энергоблоки других АЭС отрасли должны собираться и обрабатываться все данные, важные для управления старением элементов энергоблока. С этой целью должна быть разработана соответствующая автоматизированная информационная система управления старением (далее – информационная

¹ Следует отметить, что эффекты старения бывают не только отрицательными (см. деградация, обусловленная старением), но и положительными. Типичным примером положительного эффекта старения является снижение вибрации вращающихся механизмов за счет износа в период приработки. Кроме того, один и тот же механизм старения может вызвать как положительные, так и отрицательные эффекты. Например, радиационное облучение ферритных сталей приводит к упрочнению (положительный эффект), однако одновременное снижение пластичности и вязкости стали является отрицательным эффектом.

система). Информационная система должна обеспечивать информационную поддержку следующих основных функций в рамках управления старением элементов энергоблока АЭС [211]:

- анализ проектно-конструкторской, эксплуатационной, ремонтной документации, истории эксплуатации и ремонта элементов;

- мониторинг процессов старения и ТС;

- оценку ТС элементов и прогноз их изменения по отношению к функциям безопасности в результате старения;

- разработку технических и организационных мероприятий для сдерживания деградации элементов энергоблока вследствие их старения;

- создание эффективного сбора данных по элементам и ведение учета этих данных;

- планирование, учет и контроль работ по управлению старением элементов;

- ведение отчетности по управлению старением;

- оценку эффективности деятельности по управлению старением на основе индикаторов эффективности;

- обмен и предоставление информации об управлении старением однородных элементов энергоблоков АЭС отрасли.

В информационной системе должна собираться и храниться информация, содержащая проектные данные (включая нормативные и регулирующие требования), данные по конструированию и изготовлению (включая свойства примененных материалов и требуемые условия эксплуатации), данные по истории эксплуатации и технического обслуживания, результаты контроля и научно-исследовательских работ.

В базу данных информационной системы должны вноситься следующие сведения [211]:

Для изучения старения элементов:

- материалы и их свойства; стрессоры и условия эксплуатации; механизмы старения; зоны деградации; последствия деградации.

При замене на однородное оборудование:

- тип элемента; назначение; диспетчерское наименование элемента; дата замены элемента;

- назначенные ресурсные показатели и сведения о надежности заменяющего оборудования.

Для элементов, которым ресурс устанавливается проведением капитального ремонта:

- перечень элементов;

- вид проведенного ремонта;

название ремонтной документации, на основании которой был выполнен ремонт;

сроки и виды следующих ремонтов, которые должны будут проводиться с целью дальнейшего продления ресурса элементов.

Для элементов, которым была проведена модернизация и/или реконструкция:

перечень и сроки выполненных работ;

перечень составных частей элементов, которые были модернизированы, их тип и назначение;

назначенные показатели и сведения о надежности после модернизации и/или реконструкции элементов;

документация, на основании которой были выполнены работы.

Для элементов, которым были установлены новые назначенные показатели ресурса/срока службы:

перечень элементов, их тип и диспетчерское наименование;

назначение элементов;

новые назначенные показатели ресурса/срока службы элементов;

перечень документации, на основании которой были приняты решения по переназначению показателей ресурса/срока службы элементов;

сведения о принятых решениях об особых условиях эксплуатации элементов, принятых по результатам проведения работ по обследованию их состояния;

результаты технических обслуживаний и ремонтов элементов;

результаты проведенных испытаний элементов и оценки их ТС в процессе и после испытаний;

сведения о наличии ЗИП;

результаты анализа информации о надежности элементов в течение первично установленных и продленных назначенных показателей.

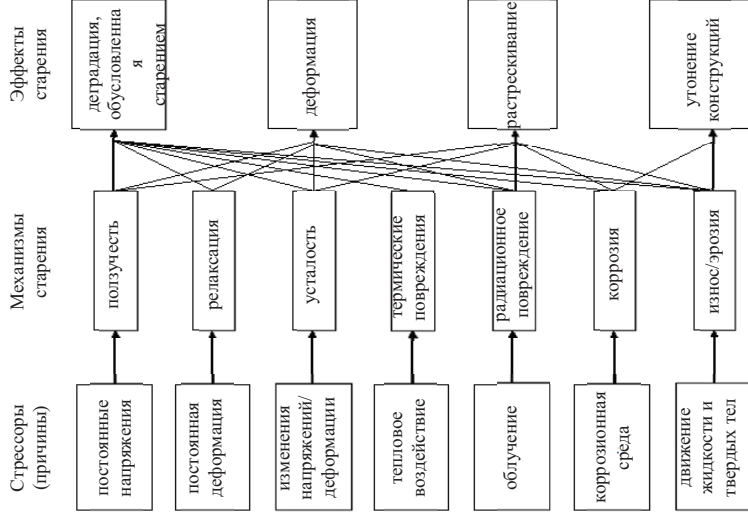


Рис. 13. Стрессоры, основные механизмы и эффекты старения тепломеханического оборудования.

Информационная система должна обеспечивать накопление следующих эксплуатационных данных по элементам для реализации управления их старением:

режимы работы элементов, ресурсные характеристики;

наработка элементов;

циклы нагружения и срабатывания элементов;

дефекты и отказы;

результаты контроля состояния металла элементов;

результаты технического освидетельствования элементов;

данные, полученные по результатам плановых ремонтов элементов (обнаруженные повреждения, их причина, компенсирующие меры и т.д.).

Возможность и целесообразность переназначения ресурса элемента оцениваются на основании:

анализа всей накопленной и дополнительно полученной информации о надежности и ТС элемента энергоблока в течение назначенного проектом ресурса, включая полученную по результатам обследования его ТС;

результатов прогнозирования надежности и технического состояния элементов на продлеваемый период.

Для прогнозирования ТС элементов должны применяться методы, основанные [211]:

на использовании фактических данных об изменении ТС элементов энергоблока и результатов диагностирования их составных частей в процессе эксплуатации;

на результатах испытаний составных частей элементов энергоблока и отобранных образцов в лабораторных условиях, в том числе ускоренных;

на использовании расчетных моделей оценки ресурса элементов.

Методы прогнозирования ТС элементов должны выбираться с учетом:

особенностей назначения, принципа действия, конструкции, условий и режимов эксплуатации, технических обслуживаний и ремонтов элементов в процессе эксплуатации;

содержания, полноты, точности и достоверности информации о динамике изменения ТС элемента во времени и в зависимости от условий и режимов эксплуатации;

достаточности, точности и достоверности информации об отказах и событиях с элементами.

Критерии оценки работоспособности элемента энергоблока с требуемой надежностью на планируемый срок эксплуатации устанавливаются на основе совокупности имеющейся информации о ТС элемента энергоблока АЭС, оцененном по определяющим параметрам и

достижению ими предельного значения, соответствующему предельному состоянию элемента.

При выборе критериев оценки работоспособности элемента и методов прогнозирования его ТС в продлеваемый период необходимо учитывать критерии предельных состояний элемента и параметры, характеризующие изменение механизма старения; достижение этими параметрами критического значения считается достижением элементом предельного состояния.

В случае невозможности определения вышеизложенных условий, должно быть принято решение о критериях и способах подтверждения работоспособности элемента на основе анализа имеющейся информации по эксплуатации элемента или его аналогов.

Выбор критериев и способов для переназначения ресурса элемента должен предусматривать соответствующие методы непрерывного или дискретного контроля определяющего параметра (параметров) старения.

Могут применяться упрощенные способы оценки ресурса элемента с требуемой надежностью на планируемый срок эксплуатации. Например, при переназначении ресурса:

тепломеханических элементов, работающих в условиях статического нагружения и коррозионной среды, несущая способность которых снижается вследствие уменьшения толщины стенки, когда основным повреждающим фактором является общая коррозия;

тепломеханических элементов, работающих в условиях циклического нагружения при отсутствии коррозионной среды, несущая способность которых снижается вследствие многоциклового усталости.

Сооружения и строительные конструкции, предназначенные для удержания радиоактивных веществ при авариях и испытывающих при нормальной эксплуатации и ее нарушениях температурные, гидродинамические и другие нагрузки, кроме того, должны подвергаться специальным проверкам и испытаниям в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

С целью повышения эффективности ПУС АЭС выполняется планирование мероприятий по управлению старением элементов энергоблока [211]. Система планирования работ по управлению старением элементов должна обеспечивать решение следующих задач:

- определение и учет работ по управлению старением элементов;
- установление приоритета выполнения работ;
- установление особых требований к выполнению работ;

определение степени важности и условий проведения работ по управлению старением;

учет особенностей, влияющих на планирование работ по управлению старением;

определение состава необходимых запасных частей и материалов для управления старением элементов, а также учет их наличия;

установление и учет факторов, сдерживающих выполнение работ по управлению старением.

При планировании деятельности по управлению старением элементов для повышения эффективности этой деятельности следует включать в планы такие работы, как:

разработка и совершенствование документации, требованиями которой регламентируется деятельность по управлению старением;

корректировка эксплуатационной и ремонтной документации элементов, а также документации по их техническому обслуживанию;

разработки проектов модернизации и реконструкции элементов (систем) на основе оценок их технического состояния;

корректировка планов проведения ремонтных работ и технического обслуживания элементов (систем) с целью обеспечения своевременного обнаружения возможных отказов и обеспечения постоянной готовности элементов (систем) выполнить возложенные на них проектом функции;

разработка систем диагностики и контроля ТС элементов;

разработки мероприятий по управлению старением элементов;

сбор и анализ информации, получаемой как в рамках отрасли, так и из зарубежных источников по опыту эксплуатации элементов, а также использование результатов анализа в деятельности по управлению старением;

проведение необходимых исследовательских работ, связанных со старением элементов, и использование их результатов в деятельности по управлению старением;

внедрение эффективных программ по обеспечению запасными частями и материалами для гарантии их наличия, а также предотвращения их деградации во время хранения.

При планировании деятельности по управлению старением элементов должна быть:

определена номенклатура работ по управлению старением, которые необходимо выполнить для обеспечения безопасной и эффективной эксплуатации элементов, включая выполнение необходимых для поддержания ресурса дополнительных объемов работ, проведение замены

элементов (составных частей элементов) вследствие несоответствия их ТС установленным требованиям или исчерпания ресурса;

установлены методы и средства контроля и диагностирования, которые следует применять для оценки ТС элементов;

определены конкретные объемы работ для каждого элемента (системы), в том числе объемы и последовательность выполнения испытаний и измерений;

определена документация, в соответствии с которой будет выполняться оценка ТС и переназначение ресурса конкретного элемента;

определены условия выполнения ремонтных работ, работ по техническому обслуживанию, модернизации и реконструкции, включая разработку мероприятий по ядерной и радиационной безопасности, противопожарных мероприятий и мероприятий по технике безопасности;

установлено влияние планируемой к выполнению работы на безопасность энергоблока;

отражены требования к квалификации персонала, выполняющего работы, а также необходимость в его специальной подготовке.

На энергоблоке АЭС должен выполняться мониторинг процессов старения и ТС элементов (систем). Этот процесс должен идти постоянно вплоть до снятия энергоблока с эксплуатации, включая этап прекращения эксплуатации. Для мониторинга процесса старения конкретного элемента энергоблока АЭС из общего количества механизмов старения данного элемента должны быть выбраны доминирующие механизмы старения, которые вносят основной вклад в процесс старения.

Для обеспечения диагностики и мониторинга доминирующих механизмов старения элементов должны быть установлены механизмы старения (например, изменение механических свойств материалов; изменение структуры материалов; изменение размеров, растрескивание для металла и бетона; изменение электрических свойств материалов для кабельной продукции и т.д.).

Для старения должны быть установлены определяющие параметры состояния элементов и их предельно-допустимые значения, а также выбраны методы и средства контроля этих параметров. При этом предпочтение должно быть отдано неразрушающим методам контроля, а также методам, которые могут быть применены для элементов, находящихся в работе.

Мониторинг ТС элементов должен выполняться путем контроля установленных параметров и характеристик, определяющих ТС элементов, в период их работы, при проведении испытаний, измерений,

эксплуатационного контроля металла, ремонтов и технического обслуживания элементов.

С помощью информационной системы управления старением элементов энергоблока АЭС (см. выше) должен выполняться непрерывный контроль наработки и количества циклов нагружения и срабатывания элементов.

По результатам оценки ТС элементов блока, проведенного в соответствии с требованиями типовой ПУС, должны быть:

сформированы дополнительные объемы мониторинга ТС и ОР элементов энергоблока АЭС;

внесены необходимые изменения в программы эксплуатационного контроля металла или при необходимости разработаны новые программы контроля согласно установленным на АЭС процедурам.

На основании мониторинга процессов старения и технического состояния элементов энергоблока должны выполняться работы по оптимизации:

периодичности проверки работоспособности элементов;

периодичности и объемов измерений и проведения испытаний элементов;

эксплуатационного контроля металла элементов;

технического обслуживания и ремонта элементов.

Эффективность деятельности по управлению старением элементов энергоблока АЭС должна определяться результатами этой деятельности, подтверждающими, что [211]:

фактическое состояние элементов энергоблока, охваченных деятельностью по управлению старением, позволяет выполнять возложенные на них проектом функции;

результаты испытаний, измерений и контроля, выполненных при плановых ремонтах, технических обслуживаниях и оценках ТС элементов, соответствуют критериям, установленным эксплуатационной, проектно-конструкторской и нормативной документацией;

фактические параметры окружающей среды и их изменения находятся в пределах, установленных эксплуатационной, проектно-конструкторской и нормативной документацией;

величины параметров, характеризующих состояние нормальной эксплуатации элементов (таких, как pH, активность, температура, давление, величина тока и напряжения), а также их отклонения не превышают величин, установленных эксплуатационной документацией;

количество отказов вследствие старения при работе элементов энергоблока не возросло после начала деятельности по ПУС АЭС;

квалификация элементов блока, охваченных программой квалификации, проведена с положительными результатами.

В качестве индикаторов эффективности деятельности по управлению старением следует использовать следующие:

наличие вынужденных простоев энергоблока из-за отказов элементов, связанных с их старением;

изменение величин затрат на проведение плановых ремонтов и технические обслуживания элементов, а также на проведение их восстановительных ремонтов;

наличие отклонений значений эксплуатационных параметров элементов энергоблока, охваченных деятельностью по управлению старением, от значений допустимых эксплуатационной документацией;

изменение периодичности ремонтов и технического обслуживания, принятой по результатам проведения работ по управлению старением, по отношению к периодичности, установленной изначально эксплуатационной и проектно-конструкторской документацией.

Выводы.

1. Многочисленные исследования в области повышения эффективности солнечной энергетики, а также опыт эксплуатации определяют целесообразность и перспективность внедрения солнечных энергоустановок. Результаты этих исследований показали, что оптимальные технические характеристики и тепловые схемы солнечных энергоустановок определяются в основном эффективным обеспечением необходимых энергетических мощностей и расположением районов потребления солнечной энергии с соответствующими климатическими условиями.

2. Вопросы повышения надежности и ресурса теплотехнического оборудования солнечных энергоустановок изучены недостаточно. Необходимость решения этих вопросов и определяет актуальность, цели и задачи представляемой работы.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Слесаренко В.В., Княжев В.В. Энергоснабжение с использованием возобновляемых источников энергии в Приморском крае // Возобновляемая энергетика XXI столетия: материалы 10-й юбилейной междунар. Науч. Конф., 14-18 сент. 2009/ Институт возобновляемой энергетики НАН Украины.– Николаевка: Крым, 2009. - С. 115-118.
2. Матринчук А.С., Бурков А.И. Использование солнечной энергии в системах горячего водоснабжения //DOI:10/15593/2224 – 9826/2.16. – 2015.
3. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии. - М.: РадиоСофт, 2008. - 228 с.
4. Germanovich V., Turilin A. Practical construction for use of wind, solar, water and bioenergy. Production of clean electrical power with wind energy use // М.: Nauka i tekhnika. –2011. –320p.
5. Rosa A. Fundamentals of Renewable Energy Process. Technical and physical basics.// MEI: Intellect. –2010. –704 p.
6. Шишкин Н.Д., Ильин А.Р. Повышение эффективности солнечных водонагревательных установок // Вестник АГТУ. –№2(62) . –2016. – С.52-60.
7. Duffie J.A., Beckman W.A. Solar engineering of thermal processes // John Willey / Sons– Inc. –2013. –936p.
8. Баскаков А. П., Соколова Т. А., Зинченко Д. А. Расчет КПД прямогоочного солнечного коллектора. // Промышленная энергетика. 2010. № 8. С. 55–57.
9. Слесаренко В.В., Угрюмова С.Д., Богданович Г.А., Слесаренко И.Б., Вагнер В.В. Применение солнечных технологий для теплоснабжения промышленных технологий для теплоснабжения промышленных и социальных объектов // Материалы международной конференции «Актуальные проблемы развития инновационной деятельности» . – Владивосток:01 – 04 августа 2012г. . –С.10-14.
- 10.Бутузов В.А., Брянцева Е.В., Бутузов В.В., Гнатюк И.С. Технологии, оборудование и материалы солнечных коллекторов // Альтернативная энергетика и экология–ISJAEE. –2010. № 11. –С.54-58.
- 11.Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных и возобновляемых источников энергии // Справочник под ред. В.И. Виссарионова . –М. : 2004г. – 448с.

12. Шишкин Н.Д. Энергетическая и технико-экономическая эффективность солнечных водонагревательных установок // Вестник АГТУ. – №2(60) – 2015г. – С.51 – 59.
13. Jebaraj, S. A review of energy models [Text] / S. Jebaraj, S. Iniyar // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2006. – Т. 10, № 4. – С. 281–311.
- 14.22. T. V. Ramachandra. RIEP: Regional integrated energy plan [Text] / T. V. Ramachandra // Renew Sustain Energy Rev. – 2009. – Т. 13, № 2. – С. 285–317.
- 15.23. Денисова А. Е. Аккумуляция энергии в гелиосистемах теплоснабжения [Текст] / А. Е. Денисова // Эко-технологии и ресурсосбережение. – 2002. – № 2, С. 9 – 14.
- 16.24. Денисова А. Е. Особенности работы теплового насоса в комплексной альтернативной системе теплоснабжения [Текст] / А. Е. Денисова // Эко-технологии и ресурсосбережение. – 2001. – №1. – С. 6 – 8.
- 17.26. Климчук О. А. Установка комбінованої системи альтернативного теплопостачання навчального корпусу ОНПУ [Текст]/ О. А. Климчук, Нго Мінь Хієу А. С. Мазуренко, А. Є. Денисова // Матеріали ІV міжнародної конференції магістрів, аспірантів та науковців. 2013. Т. 2. – С. 92 – 94.
- 18.27. Климчук О. А. Використання теплоти фазового перетворення для сезонного акумулювання у гелиосистемах [Текст]./ Климчук О. А., Омеко Р. В., Роговенко О.А.// Сборник научных трудов «Строительство и техногенная безопасность», Выпуск 49, Симферополь 2014 г. с.164-168.
- 19.50-SG-09. Management of Nuclear Power Plants for Safe Operation.
- 20.50-SG-G3. Conduct of Regulatory Review and Assessment During the Licensing Process for Nuclear Power Plants.
21. Aging and life extension of major light water reactor components // Printed in the Netherlands: Elsevier Science Publishers B.V. – 1993. – 943 p.
22. Albornoz A.F., Blanco A., Blaumann H. et al. Atucha I Ex-Vessel Dosimetry // Proceed. 9th Intern. Symp. on Reactor Dosimetry, Prague, 2 - 6 Sept. 1996. – World Scientific, Singapore, 1998. – P.42 – 49.
23. Amaev A.D., Kryukov A.M., Sokolov M.A. Recovery of transition temperature of irradiated WWER-440 vessel metal by annealing// Radiation Embrittlement of Nuclear Reactor Pressure Vessel Steels. ASTM STP 1170, 1993, p. 369-379.
24. AMAT guidelines // IAEA Services Series № 4, IAEA. – Vienna, 1999.

25. *An Approach for Using probabilistic risk Assessment in Risk-Informed Decision making: Technical Specifications. Regulatory Guide 1.177.* US NRC. August 1998.
26. *Applications of PRA for NPP // IAEA – TECDOC – 1200.* IAEA, Vienna, February 2000.
27. *Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: Steam generators.* – IAEA-TECDOC-981. – IAEA, Vienna. – 1997. – 173 p.
28. *Assessment and Management of Ageing of Pressurised Water Reactor Pressure Vessels // 6th International Conference on Nuclear Engineering ICON-6.* – May 10 - 15, 1998.
29. *Brumovsky M., Erben O., Hogel J., Osmera B. Neutron Dosimetry for VVER-1000 Reactor Pressure Vessels and Integrity Assessment in Czech Republic // Proceed 10th Inter. Symp. on Reactor Dosimetry, 1999 (в печати).*
30. *Bukanov, V.N., Dyemokhin V.L., Gavriljuk V.I. et al. Overview of the Surveillance Dosimetry Activities in Ukraine // Proceed 10th Inter. Symp. on Reactor Dosimetry, 1999 (в печати).*
31. *Common Aging Terminology // Electric Power Research Institute (EPRI).* – 1993. – 18 p.
32. *Davis L.M. A comparison of Eastern and Western steels // Published by the European Commission, AMES Report No.10, EUR 17327 EN.* – Netherlands, 1997.
33. *Davis L.M., Kryukov A., English C., Nikolaev Y. East/West Steels for reactor pressure vessels // IAEA Specialists' Meeting on irradiation and mitigation.* – Vladimir (Russia), 1997.
34. *Davis M. Nuclear Power Plant Life Management // Proceedings of the Regional Workshop on Good Practices in National Approaches to NPP Life Management.* – Ljubljana, Slovenia. – 22 - 26 May, 2000.
35. *ElBaradei M. Nuclear Power: An Evolving Scenario // IAEA Intern. Symp. on Nucl. Power Plant Life Management, 4 – 8 Nov. 2002, Budapest (Hungary).* – 7 p.
36. *Filatov V.M., Zelensky A.V. Low Cycle Fatigue of Structural Materials in Water Operating Environments // Proc. of The Third International Atomic Energy Agency Specialists Meeting on Subcritical Crack Growth. Moscow, May 14 - 17, 1990. – NUREG/CP-0112, ANL-90-20. – Vol. 1. – P. 215 - 222.*
37. *Gamble, S.W. Tagart. A Method to Assign Failure Rates for Piping*

- Reliability Assessments // PVP – V. 215, Fatigue, Fracture, and Risk. ASME 1991.
38. *Glossary of Nuclear Power Plant Ageing*, OECD/NEA, 2001.
 39. *Gurovich B.A., Kuleshova E.A., Nikolaev Yu.A., Shtrombakh Ya.I.* Assessment of relative contributions from different mechanisms to radiation embrittlement of reactor pressure vessel steels // *J. Nucl. Mater.*,-1997.-V. 246. –P 91-120.
 40. *Hógel J., Hort M.* Ex-Vessel Fast Neutron Monitoring at NPP Dukovany // *Proceed. 9th Intern. Symp. on Reactor Dosimetry*, Prague, 2 - 6 Sept. 1996. – World Scientific, Singapore, 1998. – P.834–840.
 41. *IAEA Coordinated Research Program on Ageing Management of Concrete Containment Buildings // 6th International Conference on Nuclear Engineering ICONE-6.* – May 10-15, 1998.
 42. *IAEA Coordinated Research Program on Management of Ageing of Motor Operated Isolating Valves.* Report of Stage I of Phase II, IAEA, Vienna, Austria, 1997.
 43. *IAEA/USA Interregional Training Course "Management of Safety Aspects of Ageing of NPPs"*, USA. ANL. – 1997.
 44. *IAEA-TECDOC-540.* Safety Aspects of Nuclear Power Plant Ageing.
 45. *IAEA-TECDOC-981.* Assessment and Management of Ageing of Major Nuclear Power Plant Components Important to Safety: Steam Generators.
 46. *Ilieva K., Apostolov T., Belousov S. et al.* Verification of Neutron Fluence on VVER-440/320 Vessel of Unit 1 at Kozloduy NPP // *Proceed. 9th Intern. Symp. on Reactor Dosimetry*, Prague, 2 - 6 Sept. 1996. –World Scientific, Singapore, 1998. – P.19 – 26.
 47. *INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, AMAT guidelines – IAEA Services Series № 4*, IAEA,Vienna, 1999.
 48. *INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Data Collection and Record Keeping for the Management of Nuclear Power Plant Ageing // Safety Series No. 50-P-3*, IAEA. – Vienna, 1992.
 49. *INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Implementation and Review of a Nuclear Power Plant Ageing Management Programme // Safety Reports Series No. 15*, IAEA. – Vienna, 1999.
 50. *INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Methodology for the Management of Ageing of Nuclear Power Plant Components Important to Safety // Technical Reports Series No. 338*, IAEA. – Vienna. – 1992. – 50 p.
 51. *INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Periodic Safety Review of Nuclear Power Plants, Safety Guide - Safety Standards Series No. NS-G-*

- 2.10 2003, IAEA. - Vienna, 2003.
52. *International Database on Nuclear Power Plant Life Management*. Working material. IAEA, Vienna, 1995. – 99 p.
 53. *Karzov G.P., Filimonov G.N., Grekova I.I. et al.* Effect of Long-duration thermal Holds on the properties of structural materials for Vessels of the equipment used for fabrication of NPP with WWER-type reactors in the USSR // *Proceedings of the IAEA Specialists' Meeting on Thermal and Mechanical Degradation in Reactor Materials*. – Abingdon, England, 1991.
 54. *Korolev Yu.N., Shtrombakh Ya.L., Nikolaev Yu.A. et al.* Application of the reconstituted subsize specimens for assessment of irradiation embrittlement of RPV steels // *Small Specimen Test Techniques, ASTM STP 1418*. 2002, p. 151 - 178.
 55. *Kossilov A.* IAEA Coordinated Research Programme on Management of Ageing of Motor Operated Valves // *Proceeding of the Joint Specialist Meeting on Motor Operated Valve Issues in Nuclear Power Plants*. - Paris, France, April 25 - 27, 1994. - P. 369 - 383.
 56. *Kozloduy 1-4, WANO 6-month-programme, Item: "Rest Life-Time", Final Report*.
 57. *Kryukov A.* The State of the Art of WWER type RPV radiation embrittlement and mitigation // *IAEA Specialists' Meeting on irradiation and mitigation*. – Vladimir (Russia), 1997.
 58. *Kryukov A., Platonov P., Shtrombakh Ya. et al.* Investigation of samples taken from Kozloduy unit 2 reactor pressure vessel // *Nucl. Engng Des.* – 1996. - V. 160. – P 59 - 76.
 59. *Maerker R.E., Broadhead B.L., Wagschal J.J.* Theory of a New Procedure in Pressurized Water Reactor Pressure Vessel Dosimetry and Development of an Associated Benchmark Data Base // *Nucl. Sci. Eng.* –1985. –Vol. 91. – No. 4. – P. 369 - 392.
 60. *Majamdar S., Chopra O.H., Shack W.J.* Interim Fatigue Design Curves for Carbon, Low-Alloy and Austenitic Stainless Steels in LWR Environments // *Meeting minutes for January 25, 1993. – PVRC Working Group on S-N Curve Data, USA, Las Vegas*.
 61. *Minutes of WGRD-VVER Workshop on RPV Neutron Dosimetry*. Sandanski, Bulgaria, 29 Sept. – 3 Oct. 1997. – 4 p.
 62. *Mutsuo Takai, Yoshihisa Manabe.* Adoption of Automatic System for Electric Motor Operated Valves in Nuclear Power Plant // *Proceeding of the Joint Specialist Meeting on Motor Operated Valve Issues in Nuclear Power Plants*. - Paris, France, April 25 - 27, 1994. - P. 619 - 637
 63. *Nikolaev Yu.A., Nikolaeva A.V.* Application of the floating curve model for

- estimation of re-irradiation embrittlement of VVER-440 RPV steels. — In: Effects of Radiation on Materials, ASTM STP 1366, 2000, p. 460 - 470.
64. *Nikolaev Yu.A., Nikolaeva A.V., Kryukov A.M. et al.* Radiation embrittlement and thermal annealing behavior of Cr—Ni—Mo reactor pressure vessel materials // *J. Nucl. Mater.* – 1995. - Vol. 226. - P. 144 - 155.
 65. *Nikolaev Yu.A., Nikolaeva A.V., Shtrombakh Ya.I.* Radiation embrittlement of low-alloy steels. - *I Intern. J. Pressure Vessel Piping.* – 2002. - Vol. 79, № 8 - 10. - P. 619 - 636.
 66. *NP.P "KozJoduy"*, unit J. Reactor pressure vessel integrity assessment, Testing and evaluation. Report about results on determination of T_K resp and T_{KO} in annealed conditions, inventory No 62-1695, Moscow 1996,
 67. *NRC.* An Approach for Using PRA Assessment in Risk-Informed Decisions on Plant Specific Changes to the licensing Basis – Regulatory Guide 1.174, USNRC.-Washington, 1998.
 68. *Odette G., Mader E., Lucas G. et al.* The effect of flux on the irradiation hardening of pressure vessel steels. — *Ibid.*, ASTM STP 1175, 1993, p. 373 - 393.
 69. *Osmera B.* VVER-1000 Benchmark // Final Report IAEA Research Contract No. 5964/RB, December 1991 – November 1993.
 70. *Osmera B., Svoboda C.* The benchmark experiment on the LR-0 reactor // *Nucleon.* - 1991. - № 2. – P.13 - 23.
 71. *Platonov P.A., Nikolaev Yu.A., Shtrombakh Ya.I.* Radiation embrittlement kinetics of the first generation of VVER-440 RVPs after post-irradiation annealing // *Intern. J. Pressure Vessel Piping.* - 2002, Vol. 79, № 8 – 10. - P. 643 - 648.
 72. *Potapovs U., Hawthorne J.* The effect of residual elements on 550 °F irradiation response of selected pressure vessel steels and weldments // *Nucl. App.* – 1969. – Vol. 6, № 1. - P. 27.
 73. *Reactor Pressure Vessel Embrittlement*, IAEA-TECDOC-659, Vienna, 1992.
 74. *Requirements for Monitoring the Effectiveness of maintenance at NPP.* 10CFR 50.65.
 75. *Requirements for Pre-operational and Initial Start-up Vibration Testing of Nuclear Power Plant Piping Systems* // ASME OMA S/G – 1991.
 76. *Rules for inservice inspection of nuclear power plant components.* Code ASME, section XI. – New York, 1998.
 77. *Safety Series No 75-INSAG-3.* Basic Safety Principles for Nuclear Power Plants.
 78. *Safety-Related Motor-Operated Valve Testing and Surveillance.* Generic

- Latter (GL) 89-10, USNRC, June 1989.
79. *Seligman D., Guillou J.* Flow induced vibration in a PRW piping system // Transactions of the 13th SMIRT, Porto Alegre, Brazil, August 13 – 18. 1995.
 80. *Sochor Q.* The Experimental Reactor LR-0 // *Jaderna enegrie.* - 1984. –Vol. 30. -№ 7.-P. 243 - 247.
 81. *Strategies and Policies for Nuclear Power Plant Life Management*, IWG-LMNPP-98/2 // IAEA Specialists Meeting. – 28 - 30 Sept. 1998. – Vienna (Austria).
 82. *Technical Reports Series 268 Manual on Maintenance of Systems and Components Important to safety.*
 83. *Tiunin B.N., Zrelkin A.A.* Assessment of NPP Operational Events due to Valves Failures and Major Areas of the Program to Improve NPP Valves // Proceeding of the Joint Specialist Meeting on Motor Operated Valve Issues in Nuclear Power Plants. – Paris (France). – April 25 - 27, 1994. – P. 413 - 439.
 84. *Trunov N., Denisov V.* Current status of WWER steam generators tubing integrity // Proceeding of IAEA Workshop, RER/4/020 “ Steam Generator Degradation and Inspection”. – Saint-Denis (France). – 14 - 18 June 1999.
 85. *TUV-CERT.* Inspection Certificate B No 537491 1/1: ACERINOX.S.A. Fabrica del Campo, 11370 Los BARRIOS
 86. *W.G. Wolfer, L.K. Mansur, J.A. Sprague* // Had Eff. In Breeder Reactor Structural Materials. Scottsdale, Ariz. 1977, 841 p.
 87. *Ware A.G., Morton D.K., Nitzel M.E.* Application of NUREG/CR 5999 Interim Fatigue Curves to Selected Nuclear Power Plant Components. – NUREG/CR-26660, INTEL-95/0045.
 88. *Working material*, International working group on life management of nuclear power plants (IWG-LMNPP), Regular meeting. – 30 August – 1 September 1995. – Vienna. - Vol. I, II.
 89. *Working material*, International working group on life management of nuclear power plants (IWG-LMNPP), Regular meeting. – 6 - 8 October 1997. – Vienna. – Vol. I, II.
 90. *Zaritsky S.M., Platonov P.A., Brodtkin E.B. et. al.* Radiation Embrittlement of WWER-440 and WWER-1000 Pressure Vessels and Urgent Tasks of Reactor Dosimetry. Труды 10-го Симпозиума АЕР. М.: 2000.
 91. *Zaritsky S.M., Platonov P.A., Nikolaev Yu.A. et. al.* Review of problems and requirements in VVER reactor-type pressure vessel dosimetry // Reactor Dosimetry: Radiation Metrology and Assessment. ASTM STP 1398. – 2001. - p. 53 - 60.

92. *А.В. Мозгалецкий, Д.В. Гаскаров.* Техническая диагностика. М., Высш. шк., 1975.
93. *АИЭУ-9-94.* Унифицированная инструкция по периодическому контролю за состоянием основного металла, сварных соединений и наплавов оборудования и трубопроводов АС с ВВЭР 1000.
94. *Алексеевко Н.Н., Амаев А.Д., Горынин И.В.* Радиационное повреждение стали корпусов водо-водяных реакторов. - М.: Энергоатомиздат, 1981. - 191 с.
95. *Анализ* влияния возраста энергоблоков ВВЭР 1000 и ВВЭР 440 на нарушения в их работе из-за оборудования автоматики и систем электроснабжения // Отчет НТЦБ ГАНУ. – К., 1993.
96. *Анализ* возможности сокращения продолжительности плановых ремонтов серийных энергоблоков АЭС Украины с ВВЭР-1000 на основе опыта эксплуатации / Д.В. Билей, Ю.Л. Коврижкин, В.А. Комаров, В.Н. Колыханов, В.И. Скалозубов // Ядерная и радиационная безопасность. – 2003. - № 4.
97. *Анализ* программы образцов-свидетелей металла корпуса реактора // Э.У. Гриник, Л.И. Чирко, Ю.С. Гульчук. и др. // ЯРБ. – 2000. - №4
98. *Апаркин Ф.М., Немытов С.А., Корниенко К.А.* О состоянии внедрения систем диагностики на АЭС концерна "Росэнергоатом" // 3-я Междунар. науч.-техн. конф. 18-19 апреля 2002. – М.: Концерн "Росэнергоатом". – С. 187 - 189.
99. *Арматура* для оборудования и трубопроводов АС. Общие технические требования. ОТТ-87 (с изменениями от 09.11.1991 г.). - М.: Госпроматомэнергонадзор, 1992.
100. *Тареев Б.М.* Физика диэлектрических материалов. - М.: Энергия, 1973.
101. *Бакиров М.Б.* Эксплуатационный контроль состояния металла оборудования и трубопроводов АЭС. Текущее состояние и направления совершенствования // Науч.-техн. конф. "Итоги выполнения программы НИОКР и плана мероприятий по обеспечению ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности АЭС в 1999 г. и задачи на 2000 г.". – Москва, 16 - 17 марта 2000. – С. 25–31.
102. *Бакиров М.Б., Забрусков И.Ю., Потанов В.В. и др.* Разработка и внедрение методики и приборных средств без образцового контроля состояния металла корпусов реакторов атомных электростанций в эксплуатации на основе магнитного метода // 2-я Междунар. науч.-техн. конф. "Безопасность, эффективность и экономика атомной

- энергетики" 22-23 марта 2001.– М.: Концерн "Росэнергоатом", – С. 165.
103. *Безопасность* атомных станций: Информационные и управляющие системы / М.А. Ястребенецкий, В.Н. Васильченко, С.В. Виноградская и др. / Под ред. М.А. Ястребенецкого. – К.: Техніка, 2004. – 472 с.
104. *Безопасность* АЭС. Информационные и управляющие системы / М.А. Ястребенецкий, Васильченко В.Н., Виноградская С.В. и др. – 2005г.
105. *Билей Д.В., Васильченко С.В., Власенко Н.И. и др.* // Риск-ориентированные подходы оптимизации технического обслуживания и эксплуатационного контроля СВБ АЭС. – 2004.
106. *Буканов В.Н., Васильева Е.Г., Вишневский И.Н. и др.* Мониторирование радиационной нагрузки корпуса ядерного реактора как составная часть программы управления сроком службы оборудования энергоблока АЭС // Ядерная и радиационная безопасность. – 2005. – № 2. – С. 22 - 27.
107. *Буканов В.Н., Васильева Е.Г., Гриценко А.В. и др.* Методика определения радиационной нагрузки корпуса реактора ВВЭР-1000 // Ядерная и радиационная безопасность. – 2000. – № 3. – С.33 – 42.
108. *Бородин В.А., Рязанов А.И.* Радиационная ползучесть материалов, вызванная анизотропией диффузии точечных дефектов в ядрах дислокаций // Атомная энергия. – 1987. - Т. 63. - Вып. 2. - С.127 - 128.
109. *В.Н. Буканов, Е.Г. Васильева, И.Н. Вишневский и др.* Мониторирование радиационной нагрузки корпуса ядерного реактора как составная часть службы оборудования энергоблока АЭС // ЯРБ. – 2005. - № 2.
110. *Тарасов В.А.* Математическое моделирование радиационной ползучести реакторного топлива на примере урана и его сплавов // Вопросы атомной науки и техники. Сер. Физика радиационных повреждений и радиационного материаловедения, (79). – 2001. - № 2. – С.23 - 30.
111. *Васильченко В.Н., Скалозубов В.И., Инюшев В.В. и др.* Применение опыта эксплуатации для целенаправленного повышения КИУМ энергоблоков АЭС Украины // Ядерная и радиационная безопасность. – 2003. – № 2.
112. *Карасев В.С., Тоцкий А.Ю., Ожигов Л.С.* Влияние примесей на переходную радиационную ползучесть никеля // Вопросы атомной науки и техники. Серия. Физика радиационных повреждений и

- радиационного материаловедения. – 1994. - 1(6). - С. 1 - 8.
113. *Васильев В.Г.* и др. Малоцикловая усталость сталей 22 К, 08Х18Н10Т и их сварных соединений в водном теплоносителе // ФХММ. – 1987. – № 3.
114. *Вишневьский И.Н., Гриник Э.У., Чирко Л.И. и др.* Радиационное охрупчивание корпусных сталей украинских АЭС // Труды XIV Международной конференции по физике радиационных явлений и реакторному материаловедению, 12 - 17 июня 2000, г. Алушта, Крым. ННЦ ХФТИ, Харьков, 2000, с. 94 - 95.
115. *Внедрение* системы оперативного контроля термоакустической неустойчивости теплоносителя в активной зоне ВВЭР 1000 (В-320): Отчет о НИР (промежуточн.) / ОФ ГНТЦ ЯРБ. – Одесса, 2005. – 68 с.
116. *Временная* методика расчета остаточного циклического ресурса оборудования на АЭС. – М., 1990.
117. *Гетман А.Ф.* Концепция безопасности "течь перед разрушением" для сосудов и трубопроводов давления АЭС. – М.: Энергоатомиздат, 1999.
118. *Гетман А.Ф., Козин Ю.Н.* Неразрушающий контроль и безопасность эксплуатации сосудов и трубопроводов давления. – М.: Энергоатомиздат, 1997.
119. *ГКД 34.20.302-2002.* Нормы испытаний электрооборудования.
120. *ГКД 34.20.507-2003.* Техническая эксплуатация электрических станций и сетей. Правила.
121. *ГКД 34.43.101-97.* Прием, использование и эксплуатация трансформаторных масел. Методические указания.
122. *Гомин Е.А., Гуревич М.И., Майоров Л.В.* Использование очередей в архитектуре программ расчета переноса излучения методом Монте-Карло // Расчетно-экспериментальное обеспечение исследований по безопасной ядерной энергетике и ее топливному циклу: Тез. докл. VIII семинара по проблемам физики реакторов. Москва, 5 - 9 сент. 1993 г. – М.: МИФИ, 1993. –Т.1. – С. 30 - 32.
123. *ГОСТ 10006-80.* Трубы металлические. Методы испытания на растяжение.
124. *ГОСТ 10243-75.* Сталь. Методы испытаний и оценки макроструктуры.
125. *ГОСТ 11878-66.* Сталь аустенитная. Методы определения содержания ферритной фазы в прутках.
126. *ГОСТ 14782-86.* Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые.

- 127.ГОСТ 17410-78. Контроль неразрушающий. Трубы металлические бесшовные цилиндрические. Методы ультразвуковой дефектоскопии.
- 128.ГОСТ 1778-70. Сталь. Металлографические методы определения неметаллических включений.
- 129.ГОСТ 18442-80. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.
- 130.ГОСТ 18661-73. Сталь. Измерение твердости методом ударного отпечатка.
- 131.ГОСТ 18835-73. Металлы. Метод измерения пластической твердости.
- 132.ГОСТ 19040-81. Трубы металлические. Метод испытания на растяжение при повышенных температурах.
- 133.ГОСТ 21105-87. Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод.
- 134.ГОСТ 22761-77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия.
- 135.ГОСТ 22762-77. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости на пределе текучести вдавливанием шара.
- 136.ГОСТ 25.506-85. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещи нестойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении.
- 137.ГОСТ 2999-75. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Виккерсу.
- 138.ГОСТ 5639-82. Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна.
- 139.ГОСТ 5640-68. Сталь. Металлографический метод оценки микроструктуры листов и ленты.
- 140.ГОСТ 6032-2003. Стали и сплавы коррозионно-стойкие. Методы испытания на стойкость против межкристаллитной коррозии.
- 141.ГОСТ 6996-66. Сварные соединения. Методы определения механических свойств.
- 142.ГОСТ 7512-82. Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.
- 143.ГОСТ 8233-56. Сталь. Эталоны микроструктуры.
- 144.ГОСТ 9012-59. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю.
- 145.ГОСТ 9013-59. Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Роквеллу.
- 146.ГОСТ 9454-78. Металлы. Метод испытаний на ударный изгиб при пониженной, комнатной и повышенной температурах.

147. Гребенюк Ю.П., Зарицкий Н.С., Ковыришин В.Г. Методологические вопросы управления ресурсом АЭС // Тез. докл. Междунар. конф. "Оценка и обоснование продления ресурса элементов конструкций". – Т. 2. – К. – 2000. – С. 331 - 332.
148. Гриник Э.У. Анализ программы образцов-свидетелей металла корпуса реактора // Ядерная и радиационная безопасность. – 2000. – № 4. – С. 60.
149. Гриник Э.У., Ревка В.Н., Чирко Л.И. Применение методологии мастер кривой для оценки вязкости разрушения корпусных сталей реактора ВВЭР-1000 // ЯРБ. – 2002. – № 4.
150. Гриник Э.У., Чирко Л.И., Ревка В.Н. Оценка радиационного ресурса корпусов реакторов типа ВВЭР-1000 атомных электростанций Украины // Зб. наук. праць Ін-ту ядерних досл. – 2005. – № 1 (14). – С. 67 – 74.
151. Гуревич Д.Ф., Ширяев В.В., Пайкин И.Х. Арматура атомных электростанций. – М.: Энергоиздат, 1982.
152. ДБН А.3.1.-2-93 Порядок надання дозволів на виконання будівельних робіт.
153. Демехин В.Л., Буканов В.Н. Байесовский подход к оцениванию функционалов нейтронного потока, воздействующего на корпус ВВЭР // ЯРБ. – 2001. – № 2
154. Демехин В.Л., Буканов В.Н., Васильева Е.Г. Эффективные сечения, рассчитанные по спектру нейтронов у внешней поверхности корпуса реактора ВВЭР-1000 // Зб. наук. праць Ін-ту ядерних досл. – К, 1999. – С. 164-166.
155. Хирт Дж., Лоте И. Теория дислокаций. – М.: Атомиздат, 1972. – 599 с.
156. ДНАОП1.1.10-1.01-97. Правила безопасной эксплуатации электроустановок.
157. ДСТУ 2844-94. Программные средства ЭВМ. Обеспечение качества. Термины и определения.
158. ДСТУ 2850-94. Программные средства ЭВМ. Показатели и методы оценки качества.
159. ДСТУ 2860-94. Надежность техники. Термины и определения.
160. ДСТУ 2861-94. Надежность техники. Анализ надежности. Основные положения.
161. ДСТУ 2862-94. Надійність техніки. Методи розрахунку показників надійності. Загальні вимоги.
162. ДСТУ 2864-94. Надежность техники. Экспериментальная оценка и

- контроль надежности. Основные положения.
163. *ДСТУ 2941-94*. Системы обработки информации. Разработка систем. Термины и определения.
164. *ДСТУ 2960-94*. Організація промислового виробництва. Основні поняття. Терміни та визначення.
165. *ДСТУ 3004 – 95*. Надежность техники. Методы оценки показателей надежности по экспериментальным данным. – К: Изд-во стандартов – 1995.
166. *ДСТУ 3278-95*. Система разработки и поставки продукции на производство. Основные термины и определения.
167. *ДСТУ 3433-96*. Надежность техники. Модели отказов. Основные положения.
168. *Загальні вимоги до продовження експлуатації АЕС у понадпроектний строк за результатами здійснення періодичної оцінки безпеки*, утвержденные приказом Государственного Комитета ядерного регулирования Украины 26 ноября №181.
169. *Запорожская АЭС. Блок 5. Проект. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации АЭС*.
170. *Зарицкий Н.С., Лагута С.М., Седнев В.А., Скалозубов В.И.* Анализ отказов арматуры энергоблоков Запорожской АЭС // Ядерная и радиационная безопасность. – 2000. – №2. – С. 86-89.
171. *Зарицкий Н.С., Седнев В.А., Скалозубов В.И.* Анализ эксплуатационных данных по дефектам теплообменных труб парогенераторов ВВЭР // Ядерная и радиационная безопасность. – 2000. – № 1. – С. 96 - 98.
172. *Звіт про виконання державної експертизи ЯРБ по ТРБЕ 4 бл. РАЕС 7–Э–УНИК / ДНТЦ ЯРБ–ДКЯРУ*. – 2004.
173. *ИПБЮЗ-147-97*. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
174. *Использование* стенда "Корпус" в работах по определению остаточного ресурса и обоснованию возможности продолжения эксплуатации сверх установленного срока // ФГУП ГНЦ РФ НИИАР. – 3-я Междунар. науч.-техн. конф. "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики". - 2003.
175. *Исследование* состояния основного металла и сварных соединений трубопроводов первого блока Смоленской АЭС после 100 тысяч часов эксплуатации: (Отчет о НИР). – М.: ВНИИАЭС, НИКИЭТ, ИЦП МАЭ, 1999.

176. *Исследования* качества изоляции кабелей завода с помощью прибора неразрушающего контроля: (Отчет о НИР Б251919). - Ждановский металлургический институт, 1972.
177. *Карзов Г.П.* Методические работы по обоснованию ресурса корпуса реактора при эксплуатации // Итоги выполнения программы НИОКР и плана мероприятий "Росэнергоатом" по обеспечению ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности АЭС в 1999 г. - М.: 2000.
178. *Киселев В.К., Самохвалов Р.В.* Возможности применения новых методов неразрушающего контроля при техническом обслуживании оборудования и трубопроводов АЭС // 2-я Междунар. науч.-техн. конф. "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики". - М.: Концерн "Росэнергоатом". - 22 - 23 марта 2001. - С. 113-119.
179. *КНД "Организация технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных электростанций. Основные положения"*.
180. *Коврижкин Ю.Л., Скалозубов В.И.* Термоакустическая неустойчивость теплоносителя в активной зоне водоводяных реакторов. - Одесса: ТЭС, 2003. - 172 с.
181. *Комаров Ю.А.* Методика оптимизации периодичности контроля и плановых переключений многоэлементных систем нормальной эксплуатации, важных для безопасности АЭС // Ядерная и радиационная безопасность. - 2000. -Т. 3, вып. 2. - С. 56 - 57
182. *Комплекс кассет ВВЭР-1000 (тип В-302, В-320, В-338).* Каталогное описание У 0401.04.00.000 ДКО.
183. *Корпус 1152.02.70.000.* Техническое описание и инструкция по эксплуатации 1160.02.70.000 ГО.
184. *Критерии допустимой вибрации трубопроводов* // Отчет ЦКТИ - Вибросейм № 02 Ch NPP/B 4.1/3/040-2000.
185. *КСДЭ-1000.* Комплекс средств диагностической и информационной поддержки эксплуатации систем и оборудования АЭС. - Харьков: ЗАО "НИИ Техностандарт", 2004. - 39 с.
186. *Ломакин С.С.* К корректировке данных о радиационном охрупчивании материалов корпусов ВВЭР-440 // Вестник Госатомнадзора России. - 2002. - №2. - С. 7-8.
187. *М-02-91.* Методика определения допускаемых дефектов в металле оборудования и трубопроводов во время эксплуатации АЭС. ВНИИ АЭС. - 1991.
188. *Мантуров Г.Н., Николаев М.Н., Цибуля А.М.* Система групповых

- констант БНАБ-93. Часть 1. Ядерные константы для расчета нейтронных и фотонных полей излучения // ВАНТ. Сер. Ядерные константы. – 1996. – Вып. 1. – С. 59 - 98.
189. *Методика* учета циклов нагружения основного и вспомогательного оборудования энергоблоков № 1–6 ОП ЗАЭС. №1–6.ТС.00.МТ.01.
190. *Методика* определения критической температуры хрупкости корпусов реакторов по результатам испытаний малоразмерных образцов. ИАЭ, инв. № 60/854, 1992.
191. *Методика* определения критической температуры хрупкости металла корпуса реактора после его отжига ИАЭ. - Инв. № 60-618. - 1990.
192. *Методика* определения критической температуры хрупкости металла корпуса реактора при эксплуатации после его отжига ИЦП МАЭ, МКТ-02-98. - 1998.
193. *Методика* оценки вибропрочности трубопроводов, опор и подвесок энергоблоков АЭС // "Энергоатом Харьков проект" - ОП ЮУ АЭС. – 2003.
194. *Методика* переназначения допустимых циклов нагружения на тепломеханическое оборудование АЭС / НАЭК "Энергоатом" - ОФ ГП ГНТЦ ЯРБ. – 2005.
195. *Методика* проведения работ по определению возможности продления ресурса кабеля типа КЭПТИ (нг), эксплуатирующегося на энергоблоках ПО "Запорожская АЭС", АО "ВНИИКП. - М., 1998.
196. *Методика* прогноза прочностных характеристик материала корпуса реактора при дооблучении / Концерн "Росэнергоатом", РД ЭО 0421-02. - 2000.
197. *Методика* ускоренных испытаний образцов кабелей управления и ее обоснование / СФ ДП ЮИПЭ АЭС. - 2001.
198. *Модель* ускоренного радиационного охрупчивания основного металла корпусов ВВЭР-440 при высоких флюенсах нейтронов // "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики" - 2-я Междунар. науч.-техн. конф. ВНИИАЭС. - 2001.
199. *Модернизированная* программа контроля металла корпуса реактора энергоблока № 4 РАЭС по образцам // Э.У. Гриник, В.Н. Буканов, Л.И. Чирко и др. // ЯРБ. - 2005. - № 2.
200. *МР 109.7-86*. Оборудование энергетическое. Расчеты и испытания на прочность. Расчет коэффициентов интенсивности напряжений.
201. *МР 125-02-91*. Правила составления расчетных схем и определения параметров нагруженности элементов конструкций с выявленными дефектами.

202. *МЭК 60567-92*. Руководство по отбору проб газов и масел из маслонаполненного электрического оборудования и анализу свободных и растворенных газов.
203. *МЭК 61198-93*. Масла минеральные изоляционные. Метод определения 2-фурфурола и родственных соединений.
204. *НД 306.711-96*. Надежность АЭС и оборудования. Продление ресурса средств контроля и управления, входящих в системы, важные для безопасности. Общие требования к порядку и содержанию работ.
205. *Немытов С.А.* Итоги работы в 1999 году. Основные задачи на 2000 год // Науч.-техн. конф. "Итоги выполнения программы НИОКР и плана мероприятий по обеспечению ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности АЭС в 1999 г. и задачи на 2000 г.". – Москва. – 16 - 17 марта 2000. – С. 91–98.
206. *Николаева А.В., Николаев Ю.А., Кеворкян Ю.Р.* Восстановление механических свойств облученной стали при термическом отжиге // Атомная энергия. – 2001. - Т. 90, вып. 6. - С. 457 - 460.
207. *Николаева А.В., Николаев Ю.А., Кеворкян Ю.Р.* Экспериментально-статистический анализ / радиационного охрупчивания материалов корпусов ВВЭР-440 // Атомная энергия. – 2001. Т. 90, вып. 4. -С. 260 - 267.
208. *Николаева А.В., Николаев Ю.А., Кеворкян Ю.Р. и др.* Охрупчивание низколегированной конструкционной стали под действием нейтронного облучения // Там же, 2000, т. 88, вып. 4, с. 271-276.
209. *Николаева А.В., Николаев Ю.А., Кеворкян Ю.Р.* Радиационное охрупчивание материалов корпусов ВВЭР-1000 // Там же. – 2001. - Т. 90, вып. 5. - С. 359 - 366.
210. *Николаенко В.А., Красиков Е.А., Николаев Ю.А. и др.* Влияние плотности потока нейтронов на радиационное охрупчивание материалов корпусов ВВЭР-440/213 // Там же. – 2004. - Т. 97, вып. 3. - С. 177 - 182.
211. *НП 306.1.02/1.034-2000*. Общие положения обеспечения безопасности АС.
212. *НП 306.5.02/2.068-2003*. Требования к порядку и содержанию работ по продлению срока эксплуатации информационных и управляющих систем, важных для безопасности атомных станций. – К.: Гос. администрация ядерного регулирования, 2003.
213. *НП 306.5.02/3.035-2000*. Требования по ядерной и радиационной безопасности к информационным и управляющим системам, важным для безопасности атомных станций. – К.: Гос. администрация ядерного регулирования, 2000.

214. *Обоснование* восстановления критической температуры хрупкости металла шва № 4 корпусов реакторов 1 и 3 блоков АЭС "Козлодуй" после отжига и степени последующего нейтронного охрупчивания, включая, результаты эффективности отжига на металле из корпуса реактора 1-го блока НВАЭС. – Инв. № 60-529. - 1989.
215. *Отчет* по обоснованию восстановления критической температуры хрупкости металла шва после отжига и степени последующего нейтронного охрупчивания, включая результаты эффективности отжига на металле из корпуса 1-го блока НВАЭС. - Инв. № 60/441, 1998.
216. *Обоснование* использования модели "горизонтального, сдвига" для оценки радиационного ресурса корпусов реакторов ВВЭР-440 при повторном за отжигом облучении. - Инв. № 60/1727. - 1998.
217. *Образцы-свидетели*. Техническое описание и инструкция по эксплуатации. 1152.75.00.000 ТО.
218. *Овчинников Ф.А., Вознесенский В.А., Семенов В.В. и др.* Эксплуатационные режимы АЭС с ВВЭР-1000. - М.: Энергоатомиздат, 1992.
219. *Острейковский В.А.* Старение и прогнозирование ресурса оборудования атомных станций. - М.: Энергоатомиздат, 1994.
220. *Отчет* о проведении оценки эксплуатационной надежности трубопроводной арматуры энергоблока № 1 ХАЭС. – 1998.
221. *Отчет* по анализу безопасности блока № 1 Южно–Украинской АЭС "Вероятностный анализ безопасности (ВАБ)".
222. *Селищев П.А., Сушков В.И.* Влияние радиационной пористости на ползучесть облучаемых материалов // Вопросы атомной науки и техники. Сер. "Физика радиационных повреждений и радиационного материаловедения" (79). – 2001.
- 223.- № 2. - С. 19 - 22.
224. *Паспорт* сосуда, работающего под давлением: Корпус 1152.02.70.000. – П/я Г-4781.
225. *ПБ 10-115-96.* Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.
226. *ПК 1514-72.* Правила контроля сварных соединений и наплавки узлов и конструкций атомных электростанций, опытных и исследовательских ядерных реакторов и установок.
227. *Платонов П.А., Тромбах Я.И. Николаев Ю.А.* Материаловедческое обеспечение продления срока службы корпусов ВВЭР-440 // Итоги выполнения программы НИОКР и плана мероприятий "Росэнергоатом"

- по ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности. – 2000.
228. ПЛ-Д.0.06.007-04. Положение о порядке согласования и утверждения производственной и проектной документации.
229. ПЛ-Д.0.08.126-2003. Положение о порядке продления срока эксплуатации.
230. ПЛ-Д.0.08.388-06. Положение о требованиях к структуре и содержанию отчета по периодической переоценке безопасности энергоблоков действующих АЭС (ОППБ).
231. ПМ-Д.008.222-04. Типовая программа по управлению старением элементов блока АЭС.
232. ПМ-Т.0.08.157-05. Типовая программа оценки технического состояния и переназначения ресурса силового трансформаторного оборудования на АЭС Украины.
233. ПН АЕ-5.6. Нормы строительного проектирования АС с реакторами различного типа.
234. ПН АЭ Г-7-002-86. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок.
235. ПН АЭ Г-7-008-89. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования трубопроводов АЭУ.
236. ПН АЭ Г-7-009-89. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварка и наплавка. Основные положения.
237. ПН АЭ Г-7-010-89. Оборудование и трубопроводы атомных энергетических установок. Сварные соединения и наплавки. Правила контроля.
238. ПН АЭ Г-7-014-89. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть I. Контроль основных материалов (полуфабрикатов).
239. ПН АЭ Г-7-015-89. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Магнитопорошковый контроль.
240. ПН АЭ Г-7-016-89. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Визуальный и измерительный контроль.
241. ПН АЭ Г-7-017-89. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Радиографический контроль.

242. *ПН АЭ Г-7-018-89*. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Капиллярный контроль.
243. *ПН АЭ Г-7-030-91*. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть II. Контроль сварных соединений и наплавки.
244. *ПН АЭ Г-7-031-91*. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и наплавки трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть III. Измерение толщины монометаллов, биметаллов и антикоррозионных покрытий.
245. *ПН АЭ Г-7-032-91*. Унифицированные методики контроля основных материалов (полуфабрикатов), сварных соединений и наплавки оборудования и трубопроводов АЭУ. Ультразвуковой контроль. Часть IV. Контроль сварных соединений из сталей аустенитного класса.
246. *Повышение* динамической надежности и продление срока службы трубопроводов при использовании технологии высоковязкого демпфера // Тяжелое машиностроение. – 2000. - № 8.
247. *Правила* устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды с Изменением № 1 от 13.01.97.
248. *Применение* современных систем телевизионного контроля корпусов реакторов, ВКУ и ВБ реакторов ВВЭР // А.В. Просвирина, Ю.В. Копьев, Г.П. Карзов и др. / Итоги выполнения программы НИОКР и плана мероприятий "Росэнергоатом" по ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности. – 2000.
249. *Принципиальные* положения контроля свойств металла корпуса реактора ВВЭР-1000 по образцам-свидетелям / РНЦ "Курчатовский институт". - Инв. № 60/886. - Москва, 1993.
250. *Проблемы* дозиметрии образцов-свидетелей, облучаемых в реакторе ВВЭР-1000 / В.Н. Буканов, Е.Г. Васильева, И.Н. Вишневский. - ЯРБ. - 2000. - № 8.
251. *Проблемы* прочности. – 1970. - № 9. – С. 42 – 45.
252. *Программа* модернизации АЭС Украины с реакторами ВВЭР-1000 (В-320). Ревизия 2. – Мероприятие 12311 "Недостаточная точность оценки флюенса, накопленного критическими зонами реактора" / КИЭП, 1996.
253. *Просвирина А.В., Копьев Ю.В., Карзов Г.П. и др.* Применение современных систем телевизионного контроля корпусов реакторов, ВКУ и ВБ реакторов ВВЭР // Науч.-техн. конф. "Итоги выполнения

- программы НИОКР и плана мероприятий по обеспечению ядерной, радиационной, технической и пожарной безопасности АЭС в 1999 г. и задачи на 2000 г.". – Москва. – 16 - 17 марта 2000. – С. 58–60.
254. *Раецкий В.М., Голованов В.Н., Гремячкин В.А. и др.* Условия облучения материалов корпусов ВВЭР в стенде КОРПУС // Сб. докл. Пятой межотраслевой конференции по реакторному материаловедению. - Димитровград: ГНЦ РФ НИИАР. - 1998. - Т.2, ч.1. - С. 69 - 88.
255. *Разработка* и внедрение методики безобразцового контроля состояния металла корпусов реакторов АЭС в эксплуатации на основе магнитного метода // "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики" - 2-я Междунар. науч.-техн. конференция ВНИИАЭС. - 2001.
256. *Разработка* и внедрение методов переназначения допустимых циклов нагружения на теплотехническое оборудование АЭС с ВВЭР: (Отчет НИР № 11/04) / ОФ ГП ГНТЦ ЯРБ – ГП НАЭК "Энергоатом". - 2004.
257. *Разработка* и внедрение методов переназначения допустимых циклов нагружения на теплотехническое оборудование АЭС с ВВЭР: (Отчет о НИР № 1357/08) \ НАЭК. - 2005.
258. *Разработка* обоснований технических решений по оптимизации периодичности опробований САОЗ ЗАЭС: (Закл. отчет о НИР №01/342-97) / ГНТЦ ЯРБ. - 1998.
259. *Разработка* отраслевого СТП ГП НАЭК "Энергоатом" по нормам и контролю вибрационного состояния: (Отчет о НИР № 1483/05) / НАЭК. – 2005.
260. *Разработка* отраслевых методических указаний по оптимизации планирования ремонта арматуры и корректировка ОТТ-87: (Отчет НИР) / ДР ГП НАЭК "Энергоатом" – ОФ ГНТЦ ЯРБ. – 2004.
261. *Разработка* плавких индикаторов температуры облучения образцов-свидетелей *реактора* энергоблока № 4 РАЭС: (Отчет о НИР) / НТК "ИЭС им. Е.О. Патона" НАНУ. - К., 2004. – 10 с.
262. *Разработка* программы продления и управления ресурсом арматуры 1-го контура АЭС: (Отчет о НИР) / ЮИПЭ АЭС – ЗАЭС. – 1999.
263. *Расчет* функционалов нейтронного потока в местах установки модернизированных контейнерных сборок в реакторе энергоблока № 4 РАЭС: (Отчет о НИР) / ИЯИ НАНУ. - К., 2004. – 32 с.
264. *РД 10-249-98.* Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды. Ростехнадзор России. – 1999.
265. *РД 34.46.302-89.* Методические указания по диагностике

- развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов.
- 266.ПД ЭО 0039-95. Нормативно-методологические требования к управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АС.
- 267.ПД ЭО 0076-97. Основные положения определения остаточного ресурса и продления назначенных показателей трубопроводной арматуры АЭУ. Росэнергоатом – 1997.
- 268.ПД ЭО 0079-97. Телевизионный контроль на атомных энергетических установках. Общие требования.
- 269.ПД ЭО 0080-97. Аппаратура телевизионного контроля на атомных энергетических установках. Методы измерения параметров.
- 270.ПД ЭО 0081-97. Аппаратура телевизионного контроля на атомных энергетических установках. Методы испытания.
- 271.ПД ЭО 0082-97. Аппаратура телевизионного контроля на атомных энергетических установках. Метрологический контроль
- 272.ПД ЭО 0096-98. Типовое положение по управлению ресурсными характеристиками элементов энергоблоков АС.
- 273.ПД ЭО 0141-98. Типовые технические требования к методикам оценки технического состояния и остаточного ресурса элементов энергоблока АС.
- 274.ПД ЭО 0146-99. Методические указания по определению технического состояния и остаточного срока службы кабелей систем безопасности, контроля и измерений на атомных станциях.
- 275.ПД ЭО 0155-99, М-02-98. Методика определения остаточного ресурса эксплуатации коллекторов парогенераторов реакторной установки типа ВВЭР 1000.
- 276.ПД ЭО 0156-99. Методика определения остаточного ресурса эксплуатации теплообменных трубок парогенераторов реакторной установки типа ВВЭР-1000.
- 277.ПД ЭО 0157-99, № Н-04-98. Нормы дефектов (критерии глушения) теплообменных трубок парогенераторов реакторной установки типа ВВЭР 1000.
- 278.ПД ЭО 0180-00. Методика оценки технического состояния и остаточного ресурса насосов типовых энергоблоков АС. Росэнергоатом – 1999г.
- 279.ПД ЭО 0185-00. Методика оценки технического состояния и остаточного ресурса трубопроводов ЭБ АЭС. Росэнергоатом – 1999г.
- 280.ПД ЭО 0186-00. Методика оценки технического состояния и

- остаточного ресурса сосудов энергоблоков АЭС. Росэнергоатом – 1999г.
281. *РД ЭО 0351-02*. Методические указания по расчету на прочность ВКУ РУ ВВЭР-440 (23.6704МУ) / Росэнергоатом. - 2001.
282. *РД ЭО 0352-02*. Методика реконструкции образцов для испытаний на ударный и трехточечный статический изгиб материалов корпусов реакторов типа ВВЭР.
283. *Реакторная* установка В-320. Техническое обоснование безопасности реакторной установки 320.00.00.00.000 Дб1.
284. *Результаты* расчетов характеристик повреждающих доз, необходимых для определения остаточных ресурсов элементов конструкций ВВЭР-440 // "Безопасность, эффективность и экономика атомной энергетики" - 2-я Междунар. науч.-техн. конференция ВНИИАЭС. - 2001.
285. *Решение* Коллегии Госатомнадзора Украины № 4/1 от 25.02.1994г. "О назначении ресурса оборудования, важного для ядерной безопасности".
286. *Ровенская* АЭС. Блок 1. Проект. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации АЭС. Корректировка.
287. *Ровенская* АЭС. Энергоблок № 1. Отчет по анализу безопасности. Техническое обоснование безопасности сооружения и эксплуатации АЭС.
288. *Ровенская* АЭС. Энергоблок №4. Отчет по анализу безопасности (ОАБ).
289. *Розробка* критеріїв і методів оцінок планів/програм випробувань/опробувань теплотехнічного обладнання систем безпеки. НДП №26/160-97/139/13.
290. *Р-ТПР-01-99*. Руководство по применению концепции безопасности "Течь перед разрушением" к трубопроводам АЭУ.
291. *Ломакин С.С.* Корректировка данных о радиационном охрупчивании материалов корпусов ВВЭР 440 // Вестник Госатомнадзора РФ. - № 2, 2002.
292. *Самарин А.А.* Вибрация трубопроводов энергетических установок и методы их устранения. - М.: Энергия. 1979. – 288 с.
293. *СТП 640.02.340.002-2003*. Система качества. Определение радиационной нагрузки корпуса реактора ВВЭР-1000 / ИЯИ НАНУ, 2003. – 22 с.
294. *Технические условия* основного и вспомогательного оборудования РУ с ВВЭР 1000 (В–320). №320.00.00.000ТУ. – ОКБ "Гидропресс".
295. *Техническое обоснование безопасности*. Блок № 5 Запорожская АЭС.

- ОАБ.
296. *Техническое* решение об изменении нормативных значений величин сдвига критической температуры хрупкости вследствие термического старения ΔT_T для сталей марок 15X2НМФА, 15X2НМФА-А и их сварных соединений / ОКБ "Гидропресс", НПО ЦНИИТМАШ, ЦНИИ КМ "Прометей", № 392-ТП-166. - 1993.
297. *Технологический* регламент безопасной эксплуатации энергоблока № 4 Ровенской АЭС с реактором ВВЭР-1000 (В-320). 7-Э-УНИК.
298. *ТКМЭ-21-97*. Типовая программа контроля механических свойств металла трубопроводов АЭУ с РУ ВВЭР-440 после 100 тысяч часов эксплуатации.
299. *ТПКМЭ-20-96*. Типовая программа контроля механических свойств металла трубопроводов АЭС с ВВЭР-1000 после 100 тысяч часов эксплуатации.
300. *Тромбах Я.И., Николаев Ю.А., Платонов П.А.* Радиационный ресурс металла корпусов действующих ВВЭР // Атомная энергия. – 2005. - Т. 98, вып. 6.
301. *Трофимов В.В., Башкарев А.Я., Карякин Ю.Е.* Техническая диагностика и неразрушающий контроль напряженно-деформированного состояния трубопроводов и оборудования АЭС с помощью рентгеновского тензометра // 3-я Междунар. науч.-техн. конф. – 18-19 апреля 2002. - М.: Концерн "Росэнергоатом". – С. 231–233.
302. *Усанов А.И.* Состояние и проблемы внедрения системы оперативной диагностики РУ ВВЭР // Итоги выполнения программы НИОКР и плана мероприятий "Росэнергоатом" в 1999 г. – 2000.
303. *Цыканов В.А., Ванеев Ю.Е., В.Н., Грушанин А.А. и др.* Облучательное КОРПУС для моделирования условия хранения материалов корпусов водо-водяных энергетических реакторов: Третья межотрасл. конф. по реакторному материаловедению. – Димитровград, 1992.
304. *Цыканов В.А., Раецкий В.М., Голованов В.Н. и др.* Моделирование радиационного охрупчивания металла корпуса реактора ВВЭР-1000 на стенде КОРПУС реактора РБТ-6 // Докл. на Междунар. науч.-техн. конф. "Исследовательские реакторы: наука и высокие технологии", 25 - 29 июня 2001г., г. Димитровград.
305. *Ш.Ш. Ибрагимов, В.В. Кирсанов, Ю.С. Пятилетов.* Радиационное повреждение металлов и сплавов, М.: "Энергоатомиздат", 1985, 239с.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ



Пирковский Денис Сергеевич - аспирант Одесского национального политехнического университета. (ORCID: 0000-0002-6638-9499)



Али Мохаммад – аспирант Одесского национального политехнического университета. (ORCID: 0000-0003-3361-0270)



Альгерби Рабия – аспирант Одесского национального политехнического университета. (ORCID: 0000-0001-9745-5658)

INFORMATION ABOUT AUTHORS



Pirkovskiy Denis Sergeevich, graduate student of Odessa National Polytechnic University. (ORCID: 0000-0002-6638-9499)



Alali Mohammad – graduate student of Odessa National Polytechnic University. (ORCID: 0000-0003-3361-0270)



Algerbi Rabia – graduate student of Odessa National Polytechnic University. (ORCID: 0000-0001-9745-5658)

Оглавление

Общие положения и перспективы солнечной энергетики	3
Основные положения и мероприятия по управлению старением и назначенным сроком службы	34
Выводы.....	52
Список использованных источников.....	53
Сведения об авторах	76
Information about authors	77

**More
Books!**



yes
I want morebooks!

Buy your books fast and straightforward online - at one of world's fastest growing online book stores! Environmentally sound due to Print-on-Demand technologies.

Buy your books online at
www.morebooks.shop

Покупайте Ваши книги быстро и без посредников он-лайн – в одном из самых быстрорастущих книжных он-лайн магазинов! окружающей среде благодаря технологии Печати-на-Заказ.

Покупайте Ваши книги на
www.morebooks.shop

KS OmniScriptum Publishing
Brivibas gatve 197
LV-1039 Riga, Latvia
Telefax: +371 686 20455

info@omniscryptum.com
www.omniscryptum.com

OMNIscriptum



