ОТЧЕТ
ЗА АНАЛИЗ
НА БЕЗОПАСНОСТТА

АЕЦ “Козлодуй”

БЛОК 5

Общо описание

СЪДЪРЖАНИЕ

1.1 Въведение 1
1.1.1 Условия на строителството – кратко описание на площадката на АЕЦ и района на нейното разположение 1
1.1.2 Общи данни за топографските и климатичните условия 3
1.1.3 Метеорологични характеристики за района на АЕЦ „Козлодуй" 4
1.1.4 Екстремални природни явления 14
1.1.5 Температура на водата в р. Дунав 20
1.1.6 Геоложки и хидроложки данни 25
1.1.7 Сеизмични характеристики на района на площадката 28
1.1.8 Топографски условия 45
1.1.9 Дълбочина на първия водоносен слой и връзка с повърхностните води 48
1.1.10 Демография 51
1.1.11 Данни за населението в зоната за превантивни защитни мерки *(*ЗПЗМ*)* 58
1.2 План на разполагане на АЕЦ 62
1.2.1 Анализ на техногенните източници 62
1.2.2 Външни въздействия от техногенен произход 66
1.2.3 Здания, съоръжения, строителни конструкции, основи и фундаменти 76
1.2.4 Устойчивост на основните сгради и съоръжения на външни въздействия 86
1.2.5 Оценка на ресурса на основните сгради и съоръжения 94
1.2.6 Система за пожарогасене 94
1.3 Описание на принципната схема на АЕЦ 95
1.3.1 Компоновка на основното оборудване 95
1.3.2 Технологичната схема на всеки блок включва следните два контура: 97
1.3.3 Реактор и активната зона 98
1.3.4 Първи контур 98
1.3.5 Втори контур 99
1.3.6 Системите за електрозахранване 99
1.3.7 Спомагателни системи 101
1.3.8 Класификация на системите 101
1.3.9 Класификация на системите важни за безопасността (СВБ): 110
1.4 редставяне в табличен вид на основните технически характеристики на АЕЦ 118
1.4.1 Количество на енерго блокове 118
1.4.2 Експлоатационен ресурс на реакторната и паро турбинната инсталация 118

1.4.3 Електрическа и топлинна мощност на 5 блок 118
1.4.4 Топлофикационна мощност на 5 блок 119
1.4.5 Коефициент за използване на инсталираната мощност 119
1.4.6 Разход на електро енергия за собствени нужди 120
1.4.7 Презареждане на горивото 120
1.4.8 Основни параметри на топлоносителя на първи и втори контур 124
1.4.9 Други параметри необходими за представяне на основните характеристики на 5 блок наАЕЦ „Козлодуй” 125
1.5 Характеристика на енергосистемата към която е присъединена АЕЦ 128
1.5.1 Генериращи източници и електрически товари. 128
1.5.2 Структура и номинални напрежения на системообразуващата мрежа. 129
1.5.3 Междусистемни връзки. 130
1.5.4 АЕЦ в енергосистемата. 130
1.5.5 Присъединяване и връзки на АЕЦ. 131
1.5.6 Противоаварийна автоматика. 131
1.5.7 Защита от повишаване на напрежението. 132
1.5.8 Колебания на напреженията. 133
1.5.9 АСДУ - Автоматизирана система за диспечерско управление. 133
1.5.10 Организация на експлоатацията на електрическите мрежи. 133
1.5.11 Изисквания към маневреността на атомната електроцентрала. 134
1.5.12 Характеристики на енергосистемата. 134
1.5.13 Анализ на влиянието на различните аварии свързани с безопасността на АЕЦ: 138
1.6 Данни за основните характерни режими на работа на АЕЦ 139
1.6.1 Експлоатационни състояния 139
1.6.2 Тежки аварии 143
1.7 Концепция за осигуряване на безопасността на АЕЦ 143
1.7.1 Основни принципи и критерии за осигуряване на безопасността на ядрените централи (ЯЦ) 144
1.7.2 Основни принципи и критерии за осигуряване на ядрената безопасност 148
1.7.3 Осигуряване на радиационната безопасност 149
1.7.4 Осигуряване на пожарната безопасност 152
1.7.5 Защита на АЕЦ от природни и техногенни външни въздействия 158
1.7.5.1. Защита на АЕЦ от климатични въздействия 160
1.7.5.2. Защита на АЕЦ от наводнения 160
1.7.5.3. Защита на АЕЦ от опасни геоложки процеси 160
1.7.5.4. Защита на АЕЦ от сеизмични въздействия 160

1.7.5.4.1. Сеизмично въздействие:..... 160
1.7.5.4.2. Сеизмична квалификация на строителните конструкции:..... 160
1.7.5.4.3. Сеизмична квалификация на оборудването: 161
1.7.5.5. Защита на АЕЦ от техногенни външни въздействия..... 165
1.7.5.6. Дейности, повишаващи защитеността на 5 блок при външни въздействия, превишаващи проектните 165
1.7.6 План за защита на персонала и населението в аварийни ситуации..... 166
1.8 Резултати от количествен анализ на безопасността 168
1.8.1 Надеждност на оборудването и елементите на СВБ..... 168
1.8.2 Детерминистични анализи на безопасността..... 171
1.8.3 Вероятностен анализ на безопасността – информация относно резултатите от изпълнението на ВАБ 173
1.8.4 Осигуряване на пожарната безопасност 179
1.9 Основни технически решения 180
1.9.1 Реактор, първи контур и свързани системи..... 180
1.9.2 Паротурбинна инсталация..... 187
1.9.2.1 Турбина К - 1000-60/1500-2..... 187
1.9.2.2 Система от паропроводи за свежа пара 188
1.9.2.3 Система за питателна вода 189
1.9.2.4 Система за подаване на пара от втори контур в кондензаторите на турбината 189
1.9.2.5 Система основен кондензат 189
1.9.2.6 Защита на втори контур от превишаване на налягането..... 190
1.9.2.7 Водохимичен режим на втори контур и система за неговото поддържане..... 190
1.9.2.8 Система за пробоотбиране от втори контур..... 190
1.9.2.9 Система за продувка на парогенераторите..... 190
1.9.2.10 Система за регулиране и защита на турбината 191
1.9.3 Система за циркулационно и техническо водоснабдяване 191
1.9.4 Електрически системи 193
1.9.5 Водохимичен режим на АЕЦ 194
1.9.6 Система за съхранение и транспортиране на гориво 196
1.9.7 Работа с радиоактивни отпадъци 198
1.9.8 Системи за управление на технологичните процеси 202
1.9.9 Системи за безопасност 202
1.9.10 Генерален план и компановка на АЕЦ..... 206
1.9.11 Вентилационни системи 208
1.9.12 Дейности свързани с продължаване на срока на експлоатация на 5 блок..... 209

1.10 Кратко описание работата на АЕЦ 216
1.10.1 Основни процеси протичащи при работа на на АЕЦ: 216
1.10.2 Принцип на работа на реактора: 216
1.10.3 Основни изисквания към режимите на нормална експлоатация (НЕ): 218
1.10.4 Изисквания към режимите за НЕ, групирани в следните състояния: 222
1.11 Влияние на АЕЦ върху околната среда 232
1.12 Сравнение на настоящия проект с аналогични проекти на други АЕЦ 234
1.13 График на строителство на блока, доставчици и подизпълнители 244
1.13.1 Организация на процеса за осигуряване на качеството при изработване, монтаж и строителство 246
1.14 Принципни положения по организацията на експлоатация на АЕЦ 247
1.14.1 Въвеждане на АЕЦ в експлоатация 247
1.14.2 Организационна структура на експлоатиращата организация 268
1.14.3 Предели и условия за безопасна експлоатация 289
1.14.4 Извеждане от експлоатация 291
1.15 Осигуряване на качеството 296
1.15.1 Организация 296
1.15.2 Политика в областта на управление на качеството 297
1.15.3 Система за управление 298
1.15.4 Нормативна и организационно-методическа база на системата за управление 299
1.15.5 Описание на основните документи 299
1.15.6 Верификация на системата за управление 299
1.15.7 Превантивни действия 300
1.15.8 Съдържание на програмата за осигуряване на качеството 300
Ядрена безопасност 300
Радиационна защита 301
Физическа защита 301
Пожарна безопасност 301
Управление на въздействията върху околната среда 301
Здравословни и безопасни условия на труд 302
Технически надзор на СПО 302
Оперативна експлоатация 302
Изпитания и проверки 303
Техническо обслужване и ремонт 303
Химия и радиохимия 303

Управление на ядрено-горивния цикъл 304
Системи и средства за измерване 304
Управление на радиоактивни отпадъци 304
Управление на документи 304
Управление на човешките ресурси 305
Управление на софтуера 305
Поддържане на проекта 305
Управлениена несъответствията. Коригиращи и превантивни мерки. 305
Обучение и управления на знанията 305
Аварийно планиране и готовност 306
Оценки на системата за управление 306
Поддържане на експлоатационния ред и експлоатационното състояние на оборудването 306
Показатели за самооценка 307
Експлоатационен опит 307
Планиране 307
Управление на доставките 307
Съхраняване на оборудване, материали и резервни части 307
1.16 Литература 309

СЪДЪРЖАНИЕ НА ТАБЛИЦИ

Таблица 1.1.3-1 Честота на вятъра по посока и скорост в района на АЕЦ „Козлодуй" за периода 1998-2011 год. 5
Таблица 1.1.3-2 Средна скорост на вятъра по посока, m/s. 6
Таблица 1.1.3-3 Повторяемост на класовете на атм. стабилност в Козлодуй 1998 – 2011 год. [19] 7
Таблица 1.1.3-4 Средна скорост на вятъра за класовете на стабилност 7
Таблица 1.1.3-5 Максимална, средна и минимална месечна относителна влажност (%) на въздуха в АЕЦ „Козлодуй", 1998 – 2011 год. [19] 7
Таблица 1.1.3-6 Средна месечна и годишна температура на въздуха в района на АЕЦ „Козлодуй", °C [19] 8
Таблица 1.1.3-7 Месечна и годишна абсолютна максимална температура на въздуха в района на АЕЦ „Козлодуй",°C [19] 9
Таблица 1.1.3-8 Максимална, средна и минимална часова температура на въздуха, (°C) в АЕЦ „Козлодуй", 1998 – 2011 год. [19] 9
Таблица 1.1.3-9 Средноденонощен и годишен ход на температурата на въздуха по месеци за АЕЦ „Козлодуй", (°C), период 1998-2011 год. [19] 10
Таблица 1.1.3-10 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2010г. 11
Таблица 1.1.3-11 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2011г. 12
Таблица 1.1.3-12 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2012г. 12
Таблица 1.1.3-13 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2013г. 12
Таблица 1.1.3-14 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2014г. 13
Таблица 1.1.3-15 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2015г. 13
Таблица 1.1.3-16 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2016г. 13
Таблица 1.1.3-17 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2017г. 14
Таблица 1.1.3-18 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2018г 14
Таблица 1.1.4-1 – Екстремни максимални стойности на скоростта на вятъра в района на АЕЦ „Козлодуй" с различна повторяемост, [m/s] 15
Таблица 1.1.4-2 – Екстремни максимални стойности на температурата на въздуха в района на АЕЦ „Козлодуй" с различна повторяемост, [°C] 17
Таблица 1.1.4-3 – Екстремни минимални стойности на температурата на въздуха в района на АЕЦ „Козлодуй" с различна повторяемост, [°C] 17
Таблица 1.1.4-4 – Екстремна дебелина на снежната покривка в района на АЕЦ „Козлодуй" с различна повторяемост, [cm] 17
Таблица 1.1.4-5 Снегово натоварване в района на АЕЦ „Козлодуй" с различна повторяемост, [kN/m^2] 18
Таблица 1.1.4-6 Дебелина на отложената маса лед при обледеняване на въздушен проводник с различна повторяемост в района на АЕЦ „Козлодуй" 20
Таблица 1.1.5-1 Количества на използваните и заустените от АЕЦ "Козлодуй" водни количества [19] ..... **Error! Bookmark not defined.**
Таблица 1.1.8-1 Площи за обработваеми земи, гори, скални масиви, реки и водоеми 48
Таблица 1.1.10.4-1. Динамика на броя на населението в областите, попадащи в 100km зона около АЕЦ „Козлодуй" ..... **Error! Bookmark not defined.**

Таблица 1.1.10.4-2 Динамика на броя на населението в селищата, попадащи в 30km **Error! Bookmark not**
българска зона около АЕЦ „Козлодуй”..... **Error! Bookmark not defined.**
Таблица 1.1.11-1 Демографски данни в 30km зона на влияние на АЕЦ "Козлодуй" [19].....59
Таблица 1.1.11-2 Население в община Козлодуй - по пол и трудоспособност 60
Таблица 1.1.11-3 Възрастова структура на населението по зони на отдалеченост в 100 km зона 60
Таблица 1.1.11-4 Разпределение на населението по трудоспособни възрастови групи по зони на отдалеченост в 100 km зона около АЕЦ “Козлодуй” 61
Таблица 1.1.11-5 Естествено движение на населението по зони на отдалеченост в 100km зона около АЕЦ „Козлодуй” (в %) 61
Таблица 1.2.1-1 Динамично налягане във фронта на взривната вълна при хипотетичен взрив на камион с 23t еквивалентно ТНТ [13] 64
Таблица 1.2.2.1-1 Отдалеченост на селскостопанските летища до площадката 68
Таблица 1.2.2.1-2 Водни нива според оценката от 1991-1993г. 71
Таблица 1.2.2.1-3 Основни данни за водомерните постове в района на площадката на централата 72
Таблица 1.2.2.1-4 Створове, за които са извършени разчети, анализ и оценка на съответните водни нива.....73
Таблица 1.2.2.1-5 Максимални водни стоежи (m) при ВП 687.0km АЕЦ “Козлодуй” при естествен режим [19].....73
Таблица 1.2.2.1-6 Минимални водни стоежи (m) при ВП 687.0km АЕЦ “Козлодуй” при естествен режим [19].....74
Таблица 1.3.3-1 Класификация на оборудването на реактора и активната зона.....98
Таблица 1.3.3-2 Класификация на оборудването на първи контур.....99
Таблица1.3.8-1 Класификация на системите за безопасност и системите важни за безопасността 110
Таблица 1.4.1-1 Тип на основното оборудване монтирано на площадката на АЕЦ Козлодуй.....118
Таблица 1.4.2-1 Експлоатационен ресурс на основното оборудване по първи и втори контур 118
Таблица 1.4.3-1 Основните технически характеристики на 5 блок: 118
Таблица 1.4.4-1 Основни технически характеристики на подгревателите тип ПСВ 500 –14 -23 и ПСВ 500-3-23.....119
Таблица 1.4.7-1 Основни технически параметри на презареждащата машина: 120
Таблица 1.4.7-2 Технически характеристики на басейните за отлежаване на горивото и системата за охлаждане на басейните..... **Error! Bookmark not defined.**
Таблица 1.4.8-1 Основни топлотехнически характеристики на реактарната установка В-320 в съответствие с [14 и 16].....124
Таблица 1.4.8-2 Основни топлотехнически характеристики на парогенератор ПГВ-1000М на РИ В-320 124
Таблица1.4.9-1 Основни проектни параметри на парна турбина К-1000-60/1500-2 125
Таблица1.4.9-2 Основни проектни параметри на турбо подхранващи помпи.....126
ОК-12 126
Таблица1.4.9-3 Технологични характеристика на кондензатор ..... **Error! Bookmark not defined.**
1000 КП-100800-1..... **Error! Bookmark not defined.**
Таблица1.4.9-4 Проектни характеристики турбогенератор ТВВ-1000-4 **Error! Bookmark not defined.**
Таблица 1.4.99-5 Основни технологични параметри за задействане на аварийната защита на реактора 126
Таблица 1.4.99-6 Основни технологични параметри за задействане на активната система за безопасност.....128
Таблица 1.5.2 Инсталираните мощности в ЕЕС на Република България към 2019г. 129
Таблица 1.5.3 Средногодишна използваемост на типовете централи 129
Таблица 1.8.3-2. Обобщение на резултатите за ВАБ ниво 1 на 5 и 6 блокове на ЯЦ „Козлодуй”.174
Таблица 1.9.1 - 1 Класификацията на отделните елементи на реактора е както следва: **Error! Bookmark n**
Таблица 1.9.2 -1 Проектни данни за турбина К-1000-60/1500-2..... **Error! Bookmark not defined.**
Таблица 1.9.11-1 Класификацията на вентилационните системи ..... **Error! Bookmark not defined.**

Таблица 1.12-1 Сравнение на проектните характеристики на блокове с ВВЕР-1000 и СЕ-80.....234
Таблица 1.12-2 Характеристики на други типове реактори.....235
Таблица 1.14-1 Дейностите, осъществени на етап физически пуск са следните. 251
Таблица 1.14-2 Списък с основните изпитания и отчетните документи (актове), проведени по време на ЕП на 5 блок АЕЦ”Козлодуй”.....253
Таблица 1.14-3 Резултати от 72-часовите приемни изпитания на блок 5 261
Таблица 1.14-4 Списък на основните изпитания, проведени при ПНР.....265
Таблица 1.14.12-1 списък на проведените анализи за категория 1.....290

СПИСЪК С ФИГУРИТЕ

Фиг. 1.1.1-1 Карта на разположение на площадката на АЕЦ Козлодуй 2
Фиг. 1.1.3-2 Годишен ход на броя на дните с мъгла в района на АЕЦ Козлодуй 8
Фигура 1.1.4-1 – Роза на екстремните максимални стойности на скоростта на вятъра с различна повторяемост 15
Фигура 1.1.7-1 Сеизмичност в 50 km зона около АЕЦ „Козлодуй 30
Фигура 1.1.7–2 Разпределение магнитуд – епицентрално разстояние до площадката на АЕЦ “Козлодуй” 31
Фиг. 1.1.7-3 Сеизмичност (съвременна и историческа M≥4.0), реализирана в 320km регион около АЕЦ „Козлодуй”.....32
Фигура 1.1.7-4 Магнитудно-дълбочинно разпределение на сеизмичността в 320 км регион:.....33
Фигура 1.1.7-5 Блок-схема за оценка на сеизмичния хазарт.....40
Фиг. 1.1.7-6 Обвивен спектър на реагиране от регионални и локални източници за ниво МРЗ за 5% затихване.....43
Фиг. 1.2.3.1-1 Разрез на сградата на реакторно отделение 77
Фигура 1.5.2-1Схема на системообразуващата мрежа.....130
Фигура 1.8.3-1. Разпределение на общата честота за повреда на горивото 175
Фигура 1.8.3-2. Разпределение на общата честота за повреда на горивото по категории ИС 176
Фигура 1.8.3-3. Разпределение на честота за повреда на активната зона на реактора при работа на блока на мощност по категории ИС.....176
Фигура 1.8.3-4. Разпределение на честота за повреда на активната зона на реактора при работа на ниска мощност и спрян блок по категории ИС 176
Фигура 1.8.3-5. Разпределение на честота за повреда на горивото в БОК по категории ИС.....176
Фигура 1.8.3 - 6. Принос на основните механизми на отказ на ХК.....179
Фиг. 1.9.10-1 Разположение на на сградите на площадката на АЕЦ Козлодуй [13].....208

СПИСЪК НА СЪКРАЩЕНИЯТА

АЕЦ	Атомна електроцентрала
АКНП	Автоматичен контрол на неутронния поток на реактора
АРМ	Автоматичен регулатор на мощността
АСДУ	Автоматизирана система за диспечерско управление.
АЯР	Агенция за ядрено регулиране
АБП	Система за Непрекъснато Захранване
БПС	Брегова помпена станция
БРУ-СН	Бързодействащо регулиращо устройство-собствени нужди
ВВЕР	Водо-воден енергиен реактор
ГПК	Главен Парен Колектор
ГРП	Група за ръководство на пуска
ГЦП	Главна циркулационна помпа
ГЦТ	Главен Циркулационен Тръбопровод от I контур
ДГС	Дизелгенераторна станция
ЕТУ	Електротехнически устройства
ЕХСР	Електро хидравлична система за регулиране
ЕМФ	Електромагнитен филтър
ЗПЗМ	Зона за превантивни защитни мерки
ИЗО	Изпитание на защитната обвивка
ИО	Инженер оператор
КИП и А	Контролно-измервателни прибори и автоматика
КН	Компенсатор на налягането
МААЕ	Международна агенция за атомна енергия
ОАБ	Отчет за анализ на безопасността
ОРУ	Открито разпределително устройство
ОРСУЗ	Органи за регулиране на Системата за управление и защита
ПВН	Подгревател високо налягане
ПГ	Парогенератор
ПК	Предпазни Клапани
ПНР	Пусково настроечни работи
ПОК	Програма за осигуряване на качеството
РИ	Реакторна инсталация
РФТ	Реакторна физика и технологии
САОЗ	Система за аварийно охлаждане на зоната
СВРК	Система за Вътрешно-Реакторен Контрол
СГО	Система за гореща обкатка

СКНТ	Система за контрол на неутронния поток
СУЗ	Система за управление и защита на реактора
ТГ	Турбогенератор
ТОБ	Техническа обосновка на безопасността
ТОЕ	Топлоотделящ Елемент
ТОК	Топлоотделяща (Горивна) Касета
ЦПС	Циркулационна помпена станция
ЦУА	Център за управление на авариите
УРБ	Ускорено разтоварване на блока
ЩПТ	Щит постоянен ток
ЩУ ОРУ	Щит за управление на откритото разпределително устройство
ЯЦ	Ядрена централа

1. ОБЩО ОПИСАНИЕ НА АЕЦ

1.1 Въведение

Глава 1 „Общо описание“ на Отчет за анализ на безопасността (ОАБ) като самостоятелен документ за обществено достояние, представя следната информация, съдържаща се в останалите глави на ОАБ, отразяваща актуалното състояние на централата и представена в следната форма, съгласно НП-006-98 (ПНАЭГ-1-036-95), Техническо задание № 2018.30.ОБ.00.ТЗ.1524, Програма за осигуряване на качеството с идент №КИ-03-2108 по Договор Рег. № 292000039/12.02.2019 г. с Възложител „АЕЦ „Козлодуй” ЕАД, IAEA Safety Guide GS-G-4.1 (Format and Content of the Safety Analysis Report for Nuclear Power Plants:

- Условия на строителството – кратко описание на площадката на АЕЦ и района на нейното разположение.
- План на разполагане на АЕЦ – кратка характеристика на района на площадката, включваща характеристики и разположение на промишлени обекти, водни басейни, помпени станции, водохранилища, описание на прилежащата инфраструктура, релеф на площадката, както и взривно и пожароопасни обекти и такива, изхвърлящи токсични вещества в околната среда.
- Описание на принципна схема на АЕЦ с условно показани граници на локализиращите системи и приложен списък на системите и елементите, важни за безопасността, с техните основни характеристики, класификация по безопасност, сеизмоустойчивост, пожаробезопасност.
- Представяне в табличен вид на основните технически характеристики на АЕЦ.
- Характеристика на енергосистемата към която е присъединена АЕЦ.
- Данни за основните характерни режими на работа на АЕЦ, включително режимите на работа при външни въздействия, повтарящи се веднъж на 100 години, както и въздействие на МРЗ, ударни вълни, падане на самолет.
- Концепция за осигуряване на безопасността на АЕЦ, включваща основните принципи и критерии за обезпечаване на безопасността на АЕЦ, осигуряване на ядрената, радиационната и пожарната безопасност, както и защита от природни и техногенни въздействия.
- Резултати от количествен анализ на безопасността, съдържащи информация за надеждността на оборудването и елементите на СВБ, детерминистични анализи на безопасността и информация относно резултатите от изпълнението на ВАБ.
- Основни технически решения, включително основните дейности, свързани с удължаване срока на експлоатация на блоковете.
- Кратко описание работата на АЕЦ – основни изисквания към режимите на нормална експлоатация – пуск, работа на мощност, спиране, ремонт и презареждане.
- Влияние на АЕЦ върху околната среда – информация за проектните решения, предприети за минимизиране на предполагаемите вредни въздействия – химическо, радиационно, топлинно, електромагнитно, акустическо.
- Сравнение на настоящия проект с аналогични проекти на други АЕЦ.
- График на строителство на блока, доставчици и подизпълнители.
- Принципни положения по организацията на експлоатация на АЕЦ – въвеждане в експлоатация, ръководство за експлоатация, предели и условия за безопасна експлоатация, извеждане от експлоатация.
- Осигуряване на качеството – кратко описание на организация за експлоатация на блоковете, Политика в областта на осигуряване на качеството, Програма за осигуряване на качеството и прилагането им при изпълнението на всички процеси.

1.1.1 Условия на строителството – кратко описание на площадката на АЕЦ и района на нейното разположение

В тази глава е представена информация за географските, топографските, хидрологическите, метеорологичните и геологични условия за разположение на АЕЦ “Козлодуй”, съответстващото разпределение на населението и използването на земята около площадката. Посочени са проведените изследвания на района с цел получаване на достоверни

характеристики на местността, които са отчетени в проектните основи.

Описание на района, в който е разположена площадката. Географско положение

Атомната електроцентрала "Козлодуй" е изградена в северозападна България, на десния бряг на р. Дунав до гр. Козлодуй. Отстои по права линия на 120km и по шосе на 200km от гр. София. **На фиг. 1.1.1-1 е показано разположението на площадката на АЕЦ "Козлодуй"**. Географските координати на площадката в приближение са: 43º 44′ 48.4″ северна ширина и 23º 46′ 9,2″ източна дължина (координата на центъра на зоната за превантивна защита). В зона с радиус 30km около площадката влизат общини с центрове: Козлодуй, Вълчедръм, Хайредин, Мизия (изцяло) и Лом, Бяла Слатина, Оряхово (частично). В 30-километровата зона на площадката влиза и слабо населена част от територията на Румъния - 12 села. Близки населени места са: гр. Козлодуй на 2.6km югозападно, с. Хърлец на 3.5km югоизточно, с. Гложене на 4.0km югоизточно, гр. Мизия на 6.0km югоизточно, с. Бутан на 8.4km южно, гр. Оряхово отстои на 8.4km източно от площадката.

Площта на цялата площадката е около 3.2km^2, а заедно с каналите за циркулационно и техническо водоснабдяване достига 5.2km^2. Главните корпуси със спомагателните сгради на блокове 5 и 6 на АЕЦ "Козлодуй"- са разположени на площ 1.2km^2.

Административно разположение на площадката

АЕЦ "Козлодуй" се намира по направление север-североизток (SSE) по права линия на 62km и по шосе на 86km от областният център Враца (фиг. 1.1.1-1).

Разстояние до държавни граници

Площадката се намира на 694$^{-ти}$ km от р. Дунав. Отстои на 3.7km южно от талвега на реката и държавната граница с Р. Румъния (фигура 1.1.1-1). Разположена е в северната част на първата незаливаема тераса на р. Дунав.

Фиг. 1.1.1-1 Карта на разположение на площадката на АЕЦ Козлодуй

1.1.2 Общи данни за топографските и климатичните условия

АЕЦ „Козлодуй" е разположена в Ломско-Оряховската подобласт на Дунавската хълмиста равнина.

Топографската ѝ повърхнина е слабо наклонена на североизток. Широките асиметрични долини на реките Лом, Огоста, Цибрица, Искър и Вит в Ломско-Оряховската подобласт са разделени от няколко асиметрични рида с полегати (до 1-2 km), дълги и плоски източни склонове и къси, стръмно спускащи се западни склонове. Разчлененият релеф в района води до нехомогенност в полето на някои чувствителни към характера на местоположението метеорологични елементи, като минималните температури и приземния вятър.

Площадка на АЕЦ „Козлодуй" (Фиг. 1.1.1-1) е разположена в Козлодуйската алувиална низина. Най-ниската ѝ част е северната до р. Дунав, с надморска височина 30m. На изток тя граничи с устието на Огоста, а на запад и на юг се издига до 80-90m и се включва в северната част на обширното льосово плато Златията. То е затворено между долините на реките Цибрица, Огоста и Дунав. Средната му надморска височина е 140m. Почвите са черноземни карбонатен и типичен чернозем. АЕЦ „Козлодуй" отстои на 2.6km на изток от гр. Козлодуй с географски координати в средната част на площадката: географска ширина φ=43° 44' 50.7 "; географска дължина λ=23° 46' 8.1'' и надморска височина 36 метра. На север от площадката се намира р. Дунав обкръжена с вал русло, на юг – пресечената Дунавска низина, на запад и изток – заливаната низина на р. Дунав, ограничена от хълмове.

Районът на АЕЦ „Козлодуй" се характеризира с хълмист, неравен релеф. Тази част е ограничена на запад от долината на река Цибрица, а на изток – от река Огоста. Между-долинните възвишения представляват разчленени плата с надморска височина 150m, понижаваща се от запад на изток. Вододелът между реките Цибрица и Огоста изпъква с плато възвишаващо се до 150m над околната повърхност.

Орографията, в частност хълмистият тип на местността, има съществено влияние върху местния климат в района на площадката на АЕЦ „Козлодуй". Това е причината за разликите в стойностите на елементите на климата по територията, като например минималните температури на въздуха или скоростите на вятъра близо до земната повърхност. Близостта на река Дунав оказва допълнително въздействие върху микроклимата в района.

В климатично отношение АЕЦ „Козлодуй" попада, съгласно класификацията на климатите в Република България (Климатът на България, Изд. на БАН, 1991г.) [43], в Северния климатичен район на Дунавската хълмиста равнина от Умерено-континенталната климатична подобласт на Европейско-континенталната климатична област.

Климатичните условия се доближават до условията на източноевропейския климат, чиито съществени черти са малките валежи през относително студената за съответната географска ширина зима (средната зимна температура е с 2÷3°C по-ниска от отговарящата географска ширина) и горещо лято, през което падат максималните за годината валежи. Съобразно с това и средната годишна амплитуда на температурата на въздуха е между 22 и 24°C, като на места достига и 25°C, което подчертава континенталния характер на климата. Подобно е и съотношението на валежите, като лятната им сума надвишава зимната с около 100-150%. Пролетта и есента имат преходен характер, като есента е малко по-топла и по-суха от пролетта.

Северният климатичен район на Дунавската хълмиста равнина обхваща най-ниската част на Дунавската равнина, като южната му граница е на около 30-40km от р. Дунав. Откритостта на района откъм север създава благоприятни условия за безпрепятствено нахлуване през зимата на студени континентални въздушни маси, поради което е най-студеният за цялата равнинна част на страната.

Средната януарска температура на въздуха е между -2 и -3°C, но минималните температури, особено в ниските места не рядко достигат -15 -16°C, а в изключително студени зими и до -30°C. Ветровете през зимата са предимно от северозапад, като само в най-източните части на района зачестяват и североизточните. Валежите през зимата са най-малки в сравнение с останалите райони и същевременно са едни от най-малките за цялата страна,

между 100 и 140mm. Въпреки студената зима благодарение на малката надморска височина и бързо нарастващата продължителност на деня, пролетта тук настъпва сравнително рано. Още от средата на март температурата на въздуха се повишава до 5°C, а към 5-10 април и над 10°C.

Сумата на валежите за трите пролетни месеци (март април, май) е около 125-160mm. Сумата на летните валежи е средно 150-200mm. Есенното понижение на температурата е особено интензивно през октомври. Докато през първата половина на септември те все още запазват летния си характер, в края на октомври почти на всякъде падат под 6-8°C. Първите есенни мразове настъпват трайно в края на октомври (на места в началото на ноември). Есенните суми на валежите са между 120 и 140mm.

1.1.3 Метеорологични характеристики за района на АЕЦ „Козлодуй"

Атмосферно налягане

Според наблюденията, провеждани в АЕЦ „Козлодуй” за периода 1998-2011 год. средното многогодишно атмосферно налягане на въздуха на нивото на ЯЦ, възвишаваща се средно на 36m височина над морско равнище, е 1016hPa, с максимум през зимните месеци (декември) достигащо до 1017hPa и минимум, през летните месеци (август) 1006hPa. Максималните стойности на атмосферното налягане в района на ЯЦ достига през зимните месеци 1045hPa, а през лятото-1020hPa. Минималните стойности на налягането имат слабо изразен годишен ход и са по-ниски от 990hPa. Баричните образувания с ниско налягане в центъра (циклони) на ширината на разполагане на АЕЦ „Козлодуй” в зимно време донасят от Атлантическия океан и Средиземно море чести затопляния. Баричните образувания с високо налягане в центъра (антициклони) допринасят за силното изстудяване на района през зимата, особено когато език на Сибирския антициклон се разпростира на юг над Балканския полуостров. През лятото антициклоналното време допринася за многото слънчеви часове над региона.

Слънчева радиация

Годишният ход на месечните суми на продължителността на слънчевото греене се определя, както от астрономически фактори, така и от особеностите на атмосферната циркулация, проявяващи се в режим облачност, и в известна степен също така от ортографските условия на разглежданото място. За района на АЕЦ „Козлодуй” се използват данните от метеорологична станция Лом, тъй като там има наблюдения за режима на слънчевата радиация.

Годишният ход на продължителността на слънчевото греене представлява монотонно нарастване от минимум до максимум и намаляване от максимум до минимум. Важно и необходимо допълнение към средната многогодишна продължителност на слънчевото греене е годишната амплитуда. В разглеждания район тя е една от най-големите – над 250h.

Годишната сума на продължителността на слънчевото греене в тази част на страната една от най-високите–около 2005h. През зимните месеци декември и януари в района тя достига 52-76h, което се равнява на 2.5% от годишната сума. През лятото тази величина е около 308h, докато юлската сума се равнява на 15.4% от годишната. Лятото е сезон с най-малък брой дни с мъгла.

Относителната продължителност на слънчевото греене, е най-висока през лятото и достига 66-69%, и най-малка, през зимата, 18-22%.

Броят на дните без слънчево греене достига през зимата 18-29 дни месечно и е най-нисък през през лятото до 1-2 дни без слънце месечно.

Посока, скорост и постоянство на вятъра (роза на вятъра)

Средните месечни скорости на вятъра имат най-малки и най-големи стойности съответно за м. март 2017г. 1.6m/s и м. октомври – 5.1m/s през 2013г.

В годишен така и в сезонен аспект преобладаващ е западният вятър. Той е най-добре изразен през зимния сезон (10.5%) и най-слабо в есенния сезон (8.2%). В комплексната годишна роза сумарно за трите направления запад, югозапад, северозапад се падат около 27%. Тези три направления са с преобладаващи ветрове и през сезоните. Разликата е в следващите две по честота на повторяемост компоненти на вятъра-южна и източна. Южната компонента е по-добре изразена през летния и есенния сезон, а източната – през летния сезон. Относително най-симетрична (хомогенна) е розата на вятъра през есенния сезон, а най-издължена в посока запад-изток през зимния сезон.

В Таблица 1.3-1 е дадена информация за честотата на вятъра по посоки и градации за площадката на АЕЦ „Козлодуй”. На фигура 1.1.3-1 е представена розата на вятъра. Преобладаващата посока на вятъра е от запад и северозапад с известна южна компонента.

В таблица 1.1.3-2 е дадена Средна скорост на вятъра по посоки. Най-високите скорости на вятъра се наблюдават за посоки запад, югозапад и североизток със съответни стойности 4.1-4.9 m/s.

Таблица 1.1.3-1 Честота на вятъра по посока и скорост в района на АЕЦ „Козлодуй” за периода 1998-2011 год.

Скорост/ Посока	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
0,0-1,0	0,42	0,45	0,32	0,32	0,34	0,52	0,56	0,62	0,91	0,7	0,53	0,42	0,4	0,39	0,38	0,4
1,0-2,0	1,42	1,47	1,05	0,95	1,14	1,37	1,51	1,97	2,84	2,08	1,35	1,17	1,07	1,07	1,2	1,44
2,0-3,0	1,61	1,97	1,53	1,3	1,27	1,39	1,32	1,85	2,44	1,98	1,49	1,24	1,29	1,4	1,4	1,7
3,0-4,0	0,68	1,05	1,14	1,14	1,15	0,86	0,58	0,65	0,85	0,78	0,88	1,17	1,31	1,14	1,02	0,82
5,0-10,0	0,18	0,52	0,63	0,78	0,91	0,52	0,27	0,18	0,25	0,28	0,59	1,13	1,17	0,91	0,52	0,3
10,0-15,0	0,08	0,42	0,63	0,84	0,9	0,62	0,2	0,1	0,17	0,22	0,72	1,99	1,9	1,45	0,62	0,21
>15	0,04	0,07	0,2	0,27	0,35	0,33	0,06	0,05	0,06	0,11	0,4	1,96	2,09	2,01	0,48	0,1
Общо	4,44	5,96	5,51	5,6	6,07	5,6	4,51	5,42	7,51	6,14	5,96	9,08	9,23	8,36	5,62	4,98

Фиг. 1.1.3-1 Роза на средната скорост на вятъра по посоки в района на АЕЦ Козлодуй, m/s.

Таблица 1.1.3-2 Средна скорост на вятъра по посока, m/s

Станция/Посока	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW
Козлодуй (1998г.-2011г.)	2.6	3.4	3.4	2.4	2.3	4.1	4.9	3.1

Класове на атмосферна стабилност

Съгласно препоръките на МААЕ класовете на стабилност A, B, C, D, E, F се използват широко в оперативната практика за решаване на различни динамични задачи и оценки по радиоактивно замърсяване на ЯЦ. Те характеризират вида и степента на температурната стратификация на атмосферата. Клас A- се отнася за много силно изразена термична неустойчивост, клас D –за неутрални условия, клас F –за силно устойчива в атмосфера. Останалите класове B и C са междинни между клас A и D, а клас E –между клас D и F.

Повторяемост на класовете на атмосферна стабилност

В таблица 1.1.3-3 е показана повторяемостта на класовете на стабилност за района на АЕЦ „Козлодуй". С най-малка повторяемост (0.8%) е клас A и B (2.9%). С най-голяма повторяемост са класовете D (33.9%) и E (42%). За клас F остава повторяемост (11.3%).. Изследванията показват, че през деня доминират класовете B-E, а през нощта класовете D-F. В таблица 1.1.3-4 е дадена скоростта на вятъра за различните класове на стабилност.

Таблица 1.1.3-3 Повторяемост на класовете на атм. стабилност в Козлодуй 1998 – 2011 год. [19]

Класове	%
A	0.8
B	2.9
C	9.1
D	33.9
E	42.0
F	11.3

Таблица 1.1.3-4 Средна скорост на вятъра за класовете на стабилност

Клас атмосф. стабилност	A	B	C	D	E	F
Ср. скорост на вятъра, m/s	1.69	2.04	2.85	5.04	2.72	2

Съдържание на водна пара във въздуха

По данни от метеорологичните станции годишният максимум на относителната влажност е през декември и за този район е доста висок 86%. Причината е, че през този месец добре овлажнената почва все още не е замръзнала и изпарението продължава да е съществен фактор за обогатяване на въздуха с водна пара. Близостта на р. Дунав също е предпоставка за относително високата степен на влажност на въздуха през този месец. Минимумът на влажността е през август и юли (62-64%). Освен това през август честотата на нахлуванията на свеж и влажен атлантически въздух е сравнително малка. Тук отново се проявява влиянието на р. Дунав. За останалите равнинни райони стойността на относителната влажност е около 55-60%. По тази причина броят на сухите дни (дни с относителна влажност < 30%) е само 6-7, докато в другите части на Дунавската равнина той е около 10 дни. Съответно броят на влажните дни (относителна влажност > 80%) е до 92.

В таблица 1.1.3-5 е **дадена** максималната, средна и минимална месечна относителна влажност (%) на въздуха в АЕЦ „Козлодуй",за периода 1998 – 2011 год.

Таблица 1.1.3-5 Максимална, средна и минимална месечна относителна влажност (%) на въздуха в АЕЦ „Козлодуй", 1998 – 2011 год. [19]

Влажност %	**Месеци**											
	1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**
Макс.	99	99.9	99	99.7	99.1	99	99	99	99.9	99.5	99	99.5
Средна	71.68	67.65	63.69	61.91	63.88	63.78	61.64	61.15	65.07	71.63	74.22	75.25
Мин.	25	21.7	13	11.6	15.1	10.2	9.4	8.7	14.8	15.6	23	21.7

Мъгли

Режимът на мъглите е изследван по наблюденията им в съседните метеостанции Оряхово и Лом, тъй като този елемент не се наблюдава в Козлодуй. Така броят на дните с мъгла годишно е около 40, с максимум през зимата (декември, януари) 7-10 дни и минимум през летните месеци юни-август 0.1-0.5 дни. На фиг 1.1.3-2 е представен годишния ход на броя на дните с мъгла в района на АЕЦ Козлодуй.

Фиг. 1.1.3-2 Годишен ход на броя на дните с мъгла в района на АЕЦ Козлодуй

Температура на външния въздух

Режимът на отделните метеорологични елементи, включително температурата на въздуха на определено място зависи от географската ширина, атмосферната циркулация и неговите физико-географски особености (надморска височина, релеф, растителност, близост на водни басейни и др.). Безпрепятственото проникване на студени континентални въздушни маси от север и североизток през зимата е причина тази територия да е най-студена от всички останали ниски части на България.

Средната многогодишна температура на въздуха в района на АЕЦ „Козлодуй” за периода 1998-2011 г. е 12.4°C (Табл. 1.1.3-6). В околните станции Оряхово и Лом тя се колебае между 11.6 – 12.2°C, за отделните периоди на наблюдение. Тенденцията е температурата на въздуха в района на ЯЦ да се повишава, тя е близо с 2°C по-високо в последните години спрямо периода преди започване на наблюденията там (1967г.)

Таблица 1.1.3-6 Средна месечна и годишна температура на въздуха в района на АЕЦ „Козлодуй”, °C [19]

Станция/Месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год.
Лом	-2.1	0.6	5.6	12.6	17.7	21.2	23.4	22.8	18.5	12.2	6.2	0.8	11.6
Оряхово	-2.2	0.8	5.9	13.2	18.3	22	24.3	23.6	19.2	13	6.7	1	12.2
Козлодуй	-0.6	1,7	7,2	12,6	18,5	22,4	24,6	24,3	18,8	12,4	6,4	0,6	12.4

Средната месечна температура в района на ЯЦ в най-студения месец на годината, януари е 1.2 – 0.6°C под нулата. За метеорологични станции Оряхово и Лом средните януарски температури съответно се равняват на -2.1 и -2.2°C.

Средните юлски температури на въздуха през последните години достигат 24.6°C, а в околността (Оряхово и Лом) 23-24°C, за периода преди 1970 год.

Основните различия между средните температури тук са през летните месеци, когато през различните периоди и пунктове те могат да достигнат 2-3°C, докато през зимните месеци те са по-малки от 2°C.

В период на антициклонално време студовете в низините в долните течения на реките са по-силни, в сравнение с хълмовете и плоските възвишения. В някои случаи тези различия могат да достигат 5-6°C. Относително високата суровост на зимата в този район се подчертава от чести мразовити дни (минимални температури на въздуха под 0°C). Средният за януари брой мразовити дни се равнява приблизително на 26, а броят дни с минимални температури под 10°C е 5.

Лятото, в района на ЯЦ, е топло със средна юлска температура 21-24°C, При интензивното лятно затопляне абсолютните максималните температури достигат 42-43°C (Табл. 1.1.3-7). При преобладаването на дни с малко облаци и слънчеви дни в условията на слабо подвижен антициклон температурата на въздуха може да достига 43-44°C. Средно 80% от дните през летния период (юни, юли, август) имат максимална температура на въздуха над 25°C, а 40% от дните – над 30°C. Есенното понижение на температурата на въздуха в този район става малко по-бързо в сравнение с пролетното повишаване, когато средните месечни температури в средния есенен месец октомври са с около 0.5°C по-ниски в сравнение с априлските. Температурата на въздуха устойчиво пада под 10°C средно в края на октомври и под 5°C – в края на ноември.

Таблица 1.1.3-7 Месечна и годишна абсолютна максимална температура на въздуха в района на АЕЦ „Козлодуй",°C [19]

Станция/Месец	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год.
Лом	15.7	20.6	29.6	30.4	36.7	37.2	39.2	42.3	40.7	31	24.4	19	42.1
Оряхово	17.6	19.1	27.7	30.4	36.2	37.4	41.2	43.2	38.7	34.7	26.5	18.2	43.2
Козлодуй	19.3	22.6	26.7	33	34.4	41.5	43.3	40	37.4	30.3	28.7	20.9	43.3

Месечните и по часови данни за температурата на въздуха в АЕЦ Козлодуй за целия период 1998-2011 год. са представени съответно на таблица 1.1.3-9 и таблица 1.1.3-8.

Таблица 1.1.3-8 Максимална, средна и минимална часова температура на въздуха, (°C) в АЕЦ „Козлодуй", 1998 – 2011 год. [19]

Темпера	Часове											
тура	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Макс.	31.5	29.9	28.7	31.2	27.6	25.9	27	28	29	32.4	34.5	36
Средна	10.68	10.23	9.55	9.36	8.96	8.34	8.25	8.3	8.9	10.58	12.28	13.64
Мин.	-20.3	-21.2	-21.8	-22.1	-21.8	-24.4	-23.5	-24.2	-23.2	-22.6	-22.6	-20.4

Темпера	Часове											
тура	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Макс.	38.8	40.5	41.5	42	42.4	43.3	42.3	41.3	39.2	36.6	34.7	33.3
Средна	15.08	16.02	16.58	17.09	17.15	16.56	16	15.07	13.81	12.82	11.99	11.15
Мин.	-17.3	-14.7	-14.2	-13.9	-13.5	-14.2	-15.1	-15.8	-17.3	-18.4	-19.1	-19.8

За разглеждания период (1998–2011год.) средномесечната, максимална и минимална температура на въздуха имат сходен режим на изменение по месеци-достигат своите най-големи стойности през юли (съответно 24.3°C, 42.3°C и 10.9°C) и най-малки такива (съответно-0.62°C, 19.3°C и-24.4°C) през месец януари за първите две стойности и м.февруари, за третата. Денонощният ход на тези температури показва, че те също имат сходно поведение. Най-ниските си стойности достигат в интервала 5-7 часа, а най-високи в интервала 16-18 часа.

Най-високата температура за периода е измерена през м. юли в 16 часа (30.6°C), а най-ниската през януари, в 08 часа (-2.8°C). В рамките на разглеждания период средногодишната стойност на температурата на въздуха варира в интервала 11.3-13.2 °C при средна годишна стойност 12.4 °C.

В таблица 1.1.3-9 е представен средноденонощния и годишен ход на температурата на въздуха по месеци за АЕЦ „Козлодуй", (°C) за периода 1998-2011 год.

Таблица 1.1.3-9 Средноденонощен и годишен ход на температурата на въздуха по месеци за АЕЦ „Козлодуй", (°C), период 1998-2011 год. [19]

Час	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Год.
0	-1.3	0.4	5.4	11.1	16.2	19.8	22.0	21.9	16.9	11.2	4.8	-0.6	10.7
1	-1.7	-0.1	5.1	10.2	15.7	18.9	21.2	21.3	16.5	10.8	5.3	-0.2	10.3
2	-2.0	-0.1	4.3	9.8	14.8	18.1	20.3	20.3	15.7	10.1	4.4	-0.8	9.6
3	-2.1	-0.6	4.3	9.1	14.4	17.7	19.8	19.8	15.4	10.0	4.9	-0.5	9.4
4	-2.2	-0.9	3.9	8.6	13.8	17.2	19.3	19.3	14.8	9.6	4.7	-0.6	9.0
5	-2.6	-0.8	3.3	8.2	13.0	16.5	18.5	18.4	14.1	8.9	3.8	-1.1	8.4
6	-2.6	-1.3	3.3	7.7	12.8	16.3	18.3	18.2	13.9	9.1	4.3	-0.8	8.3
7	-2.7	-1.4	3.2	7.3	13.3	17.3	19.0	18.1	13.6	8.8	4.2	-0.9	8.3
8	-2.8	-0.9	3.8	8.4	14.7	19.0	20.6	19.5	13.9	8.4	3.7	-1.4	8.9
9	-2.1	-0.1	5.8	9.9	16.9	21.1	23.0	22.0	16.1	9.9	5.3	-0.6	10.6
10	-0.9	1.3	7.4	11.8	18.7	22.8	25.0	24.2	18.3	11.5	6.8	0.5	12.3
11	0.1	3.3	8.8	13.8	20.0	24.3	26.5	25.9	20.0	12.8	7.2	1.1	13.7
12	1.4	3.8	10.0	14.9	21.6	25.5	28.1	27.5	21.8	14.6	9.1	2.4	15.1
13	2.0	4.8	10.9	16.0	22.7	26.5	29.2	28.8	23.0	15.9	9.8	3.0	16.1
14	2.3	5.7	11.4	17.1	23.2	27.3	29.8	29.6	23.6	16.5	9.4	3.0	16.6
15	2.6	5.5	11.9	17.4	24.0	27.6	30.4	30.2	24.6	17.3	10.3	3.4	17.1
16	2.2	5.5	12.0	17.6	24.2	27.9	30.6	30.4	24.7	17.5	9.9	3.0	17.1
17	1.2	5.2	11.5	17.7	23.7	27.7	30.3	30.4	24.1	16.7	8.2	1.9	16.6

18	0.6	3.5	10.6	17.2	23.6	27.3	30.1	30.0	23.9	16.1	8.0	1.5	16.0
19	0.1	2.6	9.2	16.4	22.7	26.5	29.2	29.0	22.5	14.4	7.4	1.1	15.1
20	-0.5	2.4	8.0	15.0	20.9	25.5	27.8	27.1	20.2	13.0	6.1	0.4	13.8
21	-0.7	1.5	7.4	13.4	19.3	23.3	25.8	25.0	19.2	12.6	6.5	0.5	12.8
22	-1.0	1.0	6.8	12.5	18.1	21.7	24.2	23.9	18.4	12.0	6.1	0.2	12.0
23	-1.4	1.0	5.9	12.0	17.0	20.6	22.8	22.7	17.5	11.2	5.0	-0.3	11.2

Температура на почвата

Разпространените в района на АЕЦ „Козлодуй” почви се отличават с добра въздухо- и водопроницаемост, поради което тяхната температура зависи силно от температурния режим на въздуха. Това влияние се подсилва и от липсата на постоянна и дебела снежна покривка.

Поради относително слабата снежна покривка (средно около 20cm) зимните температури на почвата са относително ниски. Средната месечна температура на почвата на дълбочина 2cm през зимата е между -0.7 и -0.4°C. Средната дълбочина на замръзване на почвата е около 35cm, а в през най-студените зими достига 60cm. Независимо от студената зима, поради ниската надморска височина и бързо нарастващия ден, пролетта настъпва сравнително рано. В средата на март средната температура на почвата на дълбочина 5-10cm се колебае над 5°C, а в началото на април над 10°C.

Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за периода 2010 - 2018г. [23].

Таблица 1.1.3-10 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2010г.

	Средна стойност за периода	Минимум	Дата и час	Максимум	Дата и час
T, ^{0}C	13.1	-19.3	26.01.10(00.41)	39.8	28.08.10(16.50)
F, %	58.6	4.5	19.03.10(16.37)	95.8	25.12.10(5.24)
P. hPa	1007	985	09.11.10(14.48)	1040	26.01.10(5.24)
R, mm	800.1				
I, mm/h	0.9			160.8	26.09.10(16.53)
V, m/s	3.7			26.0	09.12.10(22.35)

Забележка: За R се дава сумарното количество валеж за годината.

Таблица 1.1.3-11 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2011г.

	Средна стойност за периода	Минимум	Дата и час	Максимум	Дата и час
T, ^{0}C	13.1	-11.7	26.01.11(7.28)	39.9	26.07.11(15.23)
F, %	58.3	18.6	11.04.11(17.00)	99.8	19.12.11(20.25)
P. hPa	1010	976	17.12.11(12.19)	1031	13.11.11(08.08)
R, mm	363				
I, mm/h	0.8			142.8	23.07.11(21.39)
V, m/s	3.1			23.5	28.11.11(14.58)

Таблица 1.1.3-12 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2012г.

	Средна стойност за периода	Минимум	Дата и час	Максимум	Дата и час
T, ^{0}C	13.2	-23.4	31.01.12(2.52)	44.6	26.08.12(15.44)
F, %	63.6	18.4	19.03.12(17.19)	99.8	10.12.12(3.14)
P. hPa	1003	978	14.04.12(15.39)	1029	08.02.12(11.17)
R, mm	376.8				
I, mm/h	0.8			135.6	26.06.12(4.12)
V, m/s	3.5			23.0	09.12.12(1.09)
Psq	DE	A	02.01.12(13.00)	F	01.01.12(06.00)

Psq- класове на устойчивост на атмосферата. Те са дефинирани и представени в раздел Класове на атмосферна стабилност.

Таблица 1.1.3-13 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2013г.

	Средна стойност за периода	Минимум	Дата и час	Максимум	Дата и час
T, ^{0}C	13.3	-8.5	28.01.13(00.40)	40.1	29.07.13(15.44)
F, %	63.9	14.9	20.08.13(17.07)	99.1	18.01.13(22.35)
P. hPa	1004	978	14.03.13(21.10)	1031	16.12.13(22.37)
R, mm	472.8				
I, mm/h	0.7			75.6	03.05.13(22.32)
V, m/s	3.7			28.4	22.03.13(11.25)
Psq	DE	A	01.01.13(11.00)	F	01.01.13(01.00)

Таблица 1.1.3-14 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2014г.

	Средна стойност за периода	Минимум	Дата и час	Максимум	Дата и час
T, ^{0}C	12.8	-18.2	31.12.14(23.12)	38.7	14.08.14(15.50)
F, %	62.3	10.3	30.08.14(17.55)	99.9	14.05.14(14.16)
P. hPa	1007	988	15.05.14(4.42)	1033	31.01.14(9.41)
R, mm	1167.5				
I, mm/h	0.9			162.0	01.08.14(9.41)
V, m/s	3.0			24.6	26.06.14(17.03)
Psq	DE	A	03.01.14(13.00)	F	01.01.14(05.00)

Таблица 1.1.3-15 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2015г.

	Средна стойност за периода	Минимум	Дата и час	Максимум	Дата и час
T, ^{0}C	12.2	-20.3	01.01.15(08.08)	37.7	05.09.15(14.14)
F, %	60.5	1.5	22.03.15(15.46)	99.9	28.03.15(9.02)
P. hPa	1009	973	30.01.15(23.53)	1035	01.11.15(9.22)
R, mm	573.1				
I, mm/h	0.7			108.0	07.08.15(11.41)
V, m/s	3.1			23.4	12.01215(00.12)
Psq	DE	A	17.01.15(11.00)	F	01.01.15(03.00)

Таблица 1.1.3-16 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2016г.

	Средна стойност за периода	Минимум	Дата и час	Максимум	Дата и час
T, ^{0}C	12.4	-22.1	24.01.16(05.49)	37.2	14.07.16(16.26)
F, %	60.4	10.6	07.07.16(16.14)	97.3	29.09.16(14.35)
P. hPa	1008	985	23.03.16(20.35)	1034	07.12.16(22.46)
R, mm	602.7				
I, mm/h	0.7			151.2	24.05.16(13.21)
V, m/s	3.3			28.5	05.10.16(9.57)
Psq	DE	A	01.01.14(11.00)	F	01.01.14(07.00)

Таблица 1.1.3-17 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2017г.

	Средна стойност за периода	Минимум	Дата и час	Максимум	Дата и час
T, ^{0}C	12.6	-19.6	12.01.17(07.54)	40.9	05.08.17(15.41)
F, %	58.2	17.1	04.08.17(17.19)	96.0	15.11.17(6.58)
P. hPa	1007	989	28.12.17(15.15)	1031	12.02.17(11.31)
R, mm	560.9				
I, mm/h	0.7			118.8	17.05.17(5.54)
V, m/s	3.0			28.0	14.05.17(6.08)
Psq	DE	A	02.02.17(13.00)	F	03.01.17(07.00)

Таблица 1.1.3-18 Средногодишни и екстремални стойности на метеорологичните елементи за площадката на АЕЦ Козлодуй за 2018г.

	Средна стойност за периода	Минимум	Дата и час	Максимум	Дата и час
T, ^{0}C	12.4	-19.2	01.03.18(07.33)	34.6	26.08.18(14.28)
F, %	68.95	22.3	19.03.18(14.51)	102.8	01.11.18(9.41)
P. hPa	1007	979	09.11.18(18.21)	1029	29.11.18(20.17)
R, mm	558.0				
I, mm/h	0.75			128.4	26.04.18(21.33)
V, m/s	2.9			24.3	18.01.18(2.58)
Psq	DE	A	05.01.18(09.00)	F	01.01.18(02.00)

1.1.4 Екстремални природни явления

Силни ветрове

Стойностите на максималните скорости на вятъра с повторяемост веднъж на 10, 25, 50, 100, 1 000 и 10 000 години, определени за различни географски посоки и годишно при 10 минутен интервал на осредняване на скоростта в района на АЕЦ "Козлодуй" са дадени в Таблица 1.1.4-1 и Фигура 1.1.4-1. Вижда се, че те не са симетрично разположени спрямо отделните географски посоки и са най-големи от изток.

Таблица 1.1.4-1 – Екстремни максимални стойности на скоростта на вятъра в района на АЕЦ „Козлодуй" с различна повторяемост, [m/s]

Години/Посока	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	Максимална
10000	38	40	53	20	23	29	36	47	53
1000	31	33	49	17	19	24	32	39	49
100	25	26	42	14	16	19	28	32	42
50	23	24	37	13	15	18	26	30	37
25	21	22	34	13	14	17	25	28	34
10	19	19	29	11	13	15	23	25	29
5	17	18	25	11	12	14	22	23	25
2	15	15	20	10	10	12	20	20	20

Фигура 1.1.4-1 – Роза на екстремните максимални стойности на скоростта на вятъра с различна повторяемост

Скоростта на вятъра при повторяесмост 1 път на 10000 г. е използвана за проверката на строителните конструкции и съоръжения, осигуряващи ядрената и радиационна безопасност на АЕЦ "Козлодуй".

Смерч

Смерчът се среща много често на територията на Северна Америка и по-малко в Европа и Азия. В Европа се наблюдават средно 2-3 смерча годишно, а над Америка 100-200. По своята интензивност и начин на проявление европейските и американските смерчове не се различават.

Възникване на смерч в България е доста рядко явление. Данните са:

- Варненски залив – 19.08.1904 г.;
- Витоша – 14.06.1956 г.;
- Родопи – 29.05.1961 г.;
- Церово, Пазаржишко – 17.05.1969 г.;
- Кошари, Търговишко – 13.04.1986 г.;
- Витоша – 15.07.1986 г.;
- Бохот, Плевенско – 05.06.1989 г.

Анализът на регистрираните случаи на възникване на смерч показва, че ураганни ветрове и смерчове са регистрирани предимно в планински и предпланински райони и един покрай морето.

Предвид факта, че броят на преминалите смерчове над страната от началото на нашият век е незначителен, то с оглед на статистическата значимост и довереност на резултатите се подхожда консервативно.

Съгласно разчета **[19]**, характеристиките на смерча са:

- максимална скорост - 380km/h (105m/s);
- скорост на въртене - 306km/h (85m/s);
- скорост на постъпателно влияние – 80.5km/h (22.4m/s);
- радиус, съответстващ на максималната скорост на въртене на въздушният поток 47.5m;
- разлика между атмосферното налягане в центъра на смерча и това в края му е около 103hPa;
- скорост на падане на атмосферното налягане между центъра на смерча и това в края му е около 41hPa/s.

Вероятността за появата на смерча с тези характеристики в България, респективно в района на площадката е P = $9.177.10^{-6}$/год., т.е. приблизително 1.10^{-5} 1/год.

На базата на наличната информация вероятността за поява на смерч в района на АЕЦ ”Козлодуй” е оценена за: голям кръг с радиус 138.7km. и площ 60 406km^2 и малък кръг с радиус 42.5km. и площ 5 671.62 km^2.

В резултат на анкетни, експедиционни и метеорологични проучвания в НИМХ е набрана информация за 26 смерча, развили се на сушата в цялата страна през 24 годишния период (1986-2011 год.). Те са се формирали главно през топлия период на годината, като максимумът е през m. юни. Има едно изключение – “зимният” смерч на 15

.02.2005 год. в Смолянско (Момчиловци-Требище). В Северна България, за същия 25 годишен период, са се формирали 18 смерча с различна интензивност и обхват.

Основният извод, който може да се направи е, че вероятността за поява на смерч в течение на една година с такива характеристики над България, респективно над площадката е твърде малка. Въпреки това влиянието на това явление върху безопасността на площадката е взето предвид.

Максимални и минимални температури

Температурните въздействия са важна част от метеорологичните въздействия върху строителните конструкции, тъй като те определят граничните температурни условия, при които съоръженията функционират и конструкциите могат да издържат без сериозни повреди до края на срока на тяхната експлоатация.

Характеристичните стойности на абсолютните температурни максимуми и минимуми в района на АЕЦ „Козлодуй” са определени с повторяемост 1 на 2, 5, 10, 25, 50, 100, 1000 и 10000 години. За целта са използвани подходящи първични метеорологични данни и от най-близките в района метеостанции Оряхово и Лом. Резултатите са получени, както за моментните максимални и минимални температури на въздуха в района, така и за техния размах.

Таблица 1.1.4-2 – Екстремни максимални стойности на температурата на въздуха в района на АЕЦ „Козлодуй" с различна повторяемост, [°C]

Размах	Повторяемост 1 на N години							
	2	**5**	**10**	**25**	**50**	**100**	**1000**	**10000**
От	31	36	37	41	42	44	49	53
Характеристична	**32**	**37**	**38**	**42**	**43**	**45**	**50**	**54**
До	33	38	39	43	44	46	51	56

Таблица 1.1.4-3 – Екстремни минимални стойности на температурата на въздуха в района на АЕЦ „Козлодуй" с различна повторяемост, [°C]

Размах	Повторяемост 1 на N години							
	2	**5**	**10**	**25**	**50**	**100**	**1000**	**10000**
От	-16	-22	-26	-28	-29	-30	-34	-37
Характеристична	**-14**	**-20**	**-24**	**-26**	**-27**	**-28**	**-31**	**-34**
До	-12	-18	-22	-24	-25	-26	-29	-32

Максималната и минималната температура при повторяесмост 1 път на 10000г. е използвана за проверката на строителните конструкции и съоръжения, осигуряващи ядрената и радиационна безопасност на АЕЦ "Козлодуй".

Снеговалежи

Нормативната стойност на снеговото натоварване се получава по косвен начин – посредством дебелината и плътността на снежната покривка.

За определяне на дебелината на снежната покривка в района на АЕЦ "Козлодуй" е използвана информация от околните метеорологични станции Оряхово и Лом за периода от 1930 до 2005 год. Дебелината на снежната покривка в района на АЕЦ „Козлодуй" е определена с повторяемост 1 на 2, 5, 10, 25, 50, 100, 1000 и 10000 години.

Таблица 1.1.4-4 – Екстремна дебелина на снежната покривка в района на АЕЦ „Козлодуй" с различна повторяемост, [cm]

Веднъж на N години	**Дебелина**
2	25
5	39
10	55
15	63
20	73
25	80
50	108
100	142
1000	179
10 000	218

Плътността на снежната покривка е разгледана като функция на надморската височина и дебелината на снежната покривка през отделните месеци на студеното полугодие за определяне на снеговото натоварване за площадката на АЕЦ "Козлодуй". Проведените изследвания показват, че средната плътност на снега е еднаква през януари, февруари и март – 200kg/m^3.

Таблица 1.1.4-5 Снегово натоварване в района на АЕЦ „Козлодуй" с различна повторяемост, [kN/m2]

Веднъж на N години	Натоварване
2	0,50
5	0,78
10	1,09
15	1,26
20	1,47
25	1,61
50	2,15
100	2,84
1000	3,59
10000	4,37

Снеговото натоварване при повторяесмост 1 път на 10000 г. е използвано за проверката на строителните конструкции и съоръжения, осигуряващи ядрената и радиационна безопасност на АЕЦ "Козлодуй".

Виелици

Виелиците възникват в резултат на умерени или силни ветрове (със скорост над 5m/s), в комбинация с интензивен снеговалеж. Виелиците могат да бъдат от различен вид. В случая, когато това метеорологично явление обхваща целия слой под облаците, то се нарича "обща виелица"; при преместване на свеж „сух" сняг, когато обхваща слой на въздуха на няколко метра от повърхността, се нарича „долинна виелица"; когато обхваща слой на въздуха на няколко сантиметра от нивото на повърхността на земята, се нарича „виелица, която мете снега по земята".

Даденото явление предизвиква затруднения при придвижването на сухопътния транспорт и осъществяването на други видове дейност поради формиране на снежни преспи. Виелиците в България се появят най-често през декември-февруари.

Подобни виелици често и най-интензивно възникват в Северна и Североизточна България, когато снегът се премества най-често от север и североизток (в зависимост от посоката на вятъра). Виелиците се наблюдават обикновено при време, свързано със средиземноморски циклон от юг и сибирски зимен антициклон от север-североизток. През 20-годишен период на наблюдения са отбелязани 68 случая с виелици, от тях на януари се падат 34%, на февруари – 29%, на март – 26%, на декември – 11%.Средната продължителност на виелицата е 5-6h, максималната – 48-50h.

Прашни бури

Прашните бури са метеорологично явление, което обикновено се проявява в слънчеви и сухи дни, когато нагретия въздух при земята може да се издигне нагоре в малки, въртящи се колони. Ако това се случи над прашна повърхност, явлението се нарича прашна буря. Обикновено тя се образува късно сутрин, около обяд или в ранния следобед. Тези безобидни в

началото вихри се подсилват от леките пустинни ветрове и това създава облак от прах, въртящ се със скорост, рядко надвишаваща 40km/час. Най-силните прашни бури стават видими, когато във вихрите са увлечени трева, сено, прашни или пясъчни частици. Прашните бури могат да изглеждат като малко торнадо, но височината им рядко достига 100m. Прашната буря може да продължи от по-малко от минута до няколко часа. Прашните бури се отличават от торнадото по това, че не са свързани с градоносни облаци. Прашната буря е въртящ се стълб въздух, който започва от повърхността и се върти нагоре, увличайки пясък, прах и други частици, най-вече разпрашена почва.

Няма данни за наблюдавани прашни и пясъчни бури в района на площадката на АЕЦ “Козлодуй”. Тези явления се обуславят от характера на почвата и растителната покривка.

Градови явления

Според изследванията на НИМХ, у нас през летните месеци гръмотевични бури се наблюдават най-често в Северозападна България, Предбалкана, Средногорието и Родопите. Градушките засягат територии във вид на ивица. Синоптичните анализи направени за района на Бърдарски геран, който отстои от АЕЦ “Козлодуй” на 30km, за период 1961-84г. показват, че при градоносни облаци атмосферните фронтове се предвижват средно със скорост при земята с 36km/h, и максимална скорост 95km/h. Водещият поток на 5km височина е с преобладаваща посока югозапад и средна скорост 12m/s, и максимални такива съответно 35m/s при посока север. Най-голяма честота на градушките с поражения се наблюдава през месеците юни и юли. Незначителна и без стопанско значение е честотата им през април, септември и октомври.

Обледяване на наземни предмети и съоръжения

Изследванията в последните години позволяват да се определят най-вероятните съчетания на температура-вятър и температура-влажност, които са необходими за определяне на комбинираното ледо- и ветрово натоварване на съоръженията. Най-вероятните съчетания температура-вятър-влажност по време на процеса остават в сравнително тесни граници за практически цялата непланинска част от територията на страната. В периода от декември до март и преди всичко през декември и януари такива метеорологични условия позволяват да бъдат извършени дългосрочни прогнози за процеса на обледеняване. По такъв начин наслояванията на лед върху наземните съоръжения могат да настъпват най-често, когато присъстват следните комбинации на метеорологичните параметри: температура на въздуха между 0 и -4°C, скорост на вятъра между 0 и 3 до 5m/s и относителна влажност между 95 и 100%. Районът на АЕЦ се отнася към IV климатичен район, където дебелината на стената на поледицата, която се превишава 1 път на 5 години и 1 път на 25 години, е равна съответно на 10mm и 20mm. Наслагванията на поледицата са с форма на кръгов цилиндър, плътността на наслагването е 0.9g/cm^3. Екстремното натоварване при обледеняване на съоръженията е 3.0кPa. В съответствие с вероятностния подход по долу са определени очакваните дебелини на отложената ледена маса върху цилиндрично тяло с повторяемост веднъж на 5, 10, 25, 50, 100, 1 000 и 10 000 години, които са дадени в Табл.1.1.4-6. Трябва да се има в предвид, че в зависимост от силата и поривите на вятъра количеството на леда върху проводника не може да нараства безкрайно поради това, че той пада от натоварването и люлеенето на проводника не зависимо от това, че са възможни температурни и влажност ни условия за по-големи отложения.

Таблица 1.1.4-6 Дебелина на отложената маса лед при обледеняване на въздушен проводник с различна повторяемост в района на АЕЦ „Козлодуй”

Период години	Дебелина на отложената маса лед (mm)
5	10
10	14
25	19
50	35
100	45
1000	57
10000	66

Ледови явления по р. Дунав

Обикновено реката замръзва през януари и февруари. Трайното задържане на отрицателните температури в този район в продължение на няколко дни може да обуславя началото на замръзването на реката. То се проявява в различна степен и продължителност в зависимост от метеорологичната обстановка.Това явление се проявява с най-голяма продължителност и честота в участъка Русе-Силистра. Пълно замръзване на реката за последно е наблюдавано през зимата на 1984-85г. 27 години след това, през зимата на 2011-2012г. се регистрира почти пълно замръзване на реката в района на Силистра и частично (около 60%) в района на Козлодуй- Оряхово. Това последно заледяване е резултата от продължително задържане на температури на въздуха под -10-15°C и много ниско ниво на реката. По статистически данни за периода 1986-2001г. средната продължителност на времето с образуване на лед в реката е 2-3 дни в района на площадката на АЕЦ и 0 дни с формиране на цялостна ледена покривка. Тези данни показват, че в последните няколко десетилетия са много рядко явление образуването на плътна ледена покривка в реката и ледови затори. Освен това в повечето случаи тези явления се проявяват при ниски води на реката, което благоприятства ограничаването на подприщването на речните води и рязко повдигане на нивото на водите.

Земетресения на площадката на АЕЦ “Козлодуй”

Сеизмотектоноските характеристики на площадката са описани в т.1.1.7 на отчета.

Катастрофална вълна вследствие разрушаване на ХЕК Железни врата 1 и 2

При отсъствие на ХТК Никопол-Турну Магуреле максималното водно ниво при площадката на АЕЦ “Козлодуй” при наличие на катастрофална вълна при разрушаване на ХЕК “Железни врата I” и “Железни врата II” нивото се покачва до 32.53m. Това ниво се установява 28 часа и 20 минути след предполагаемото разрушаване на ХЕК “Железни врата I” и “Железни врата II” и трае 2 часа. Това ниво е идентично с нивата при естествена висока вълна и е с вероятност за надвишение 0.0001.

Максималното ниво на катастрофалната вълна съчетано с екстремни валежи и ветрова вълна е 32.93m.

Котата на площадката на АЕЦ Козлодуй е 35.00m.

1.1.5 Температура на водата в р. Дунав

Източникът на техническо водоснабдяване на отговорните потребители за запълване на системите и компенсиране загубите от изпарения и течове в АЕЦ “Козлодуй” е р.Дунав.

Температурен режим на р. Дунав

Температурният режим на р. Дунав в българския участък е от особена важност при

оценка на влиянието на затоплените отработени оборотни води от работата на централата. Съществуват данни за повишаване температурата на водата в европейските реки с 1-3°C, което се дължи главно на климатичните промени – повишаване температурата на въздуха и антропогенното въздействие, изразяващо се основно в изливане на затоплени води, което има локален характер.

Топлообменните процеси между р. Дунав и околната среда (без отчитане на вливането на топли води от АЕЦ) зависят от следните фактори:

- топлина, предаваща се от слънчевата радиация;
- топлина, изразходвана за изпарение или кондензация;
- топлина в резултат на турбулентен обмен с атмосферата;
- трансфер на топлина от дъното на реката;
- топлина от течни валежи (дъжд) или изразходване на такава за разтопяване на твърди валежи (сняг, суграшица, град);
- топлина за отдаване на оттичащи или втичащи се водни количества;
- топлина, получавана или изразходвана за разтопяване на ледови явления.

Следва да се отбележи, че участието на отделните фактори в топлинния баланс има различен принос, дължащ се на техните пространствени и времеви изменения. Освен това всички фактори имат изразен денонощен ход спрямо астрономичното време.

Разпределението на температурата на водата по широчина на реката зависи от водността, сезона и хидравличните характеристики на речния участък. Максималните измерени разлики по широчина на реката достигат 0.2 – 0.4°C и те са най-големи в ранните утринни часове. През топлия сезон реката на практика е изотермична по напречно сечение.

По дълбочина на течението температурата на водата, особено в централната част на речното легло, е изравнена. Сравнително рядко в зоната на талвега се наблюдават разлики в границите на 0.2–0.4°C. Поради интензивното турбулентно размесване и инертността на термичните процеси в открити течения, при сравнително бързи изменения на температурата на въздуха, измененията на температурата на водата по дълбочина остават в границите на 0.2 – 0.4°C.

Температурата на водата по дължина на българския участък от р. Дунав се понижава от Ново село към Силистра. При охлаждане максималната температурна разлика в участъка се наблюдава през м. март и достига 0.5°C. При затопляне максималната температурна разлика между двата пункта достига 1.3°C и се наблюдава през м. август. Очертана е сезонна зависимост с максимуми през летните месеци.

Измененията на средните денонощни температури на водата за периода 1941-1985 г., както и техните екстремални стойности при естествен режим на реката, без отчитане на въздействието на АЕЦ “Козлодуй”, са показвали, че средните месечни температури се изменят през някои месеци с повече от 3°C, т.е. амплитудата на измененията на средните месечни температури на водата на р. Дунав е съпоставима с допустимата нормативна разлика от 3°C.

Наблюденията върху хода на температурите на водата за различни пунктове от р. Дунав, макар и с ограничен обем, обхващат денонощия от различни сезони и покриват годишния цикъл. Анализът на данните показал, че с най-малки денонощни амплитуди са температурите на водата през месеците април-май и октомври- ноември. Тогава денонощните амплитуди на температурата на водата рядко надвишават 0.5–1.2°C. Най-големи са денонощните колебания в температурите на водата през най-студения и най-топлия месец от годината (по отношение на водата) - януари и август. През м. август денонощните изменения в температурата на водата достигат 1.6 – 2.2°C.

Анализът на данни от измервания за период 1941-2019 г. показват, че средно-многогодишните температури на водата се изменят от 2,6°C през януари до 23,8°C през август, а средногодишната температура е 13,2 °C.

Максималната температура на водата е 8.2°C през месец януари, а абсолютно максималната температура е 31.1°C през месец август.

Максималната месечна амплитуда на температурата на водата е 18.1° през месец март. В сравнение с предишните периоди се наблюдава повишение на максималните месечни температури.

Топлинни емисии

Температурата на водата на р. Дунав е хидрологичен елемент/показател, за който режимните наблюдения започват сравнително късно - след 1941г.

Изследвания за определяне влиянието на централата върху температурния режим на река Дунав са провеждани периодично през целия период на експлоатация на АЕЦ “Козлодуй”. Последно актуално изследване е извършено през 2019-2020г.

Резултатите показват, че през различните периоди на експлоатация на АЕЦ „Козлодуй”, при станция Оряхово (678 реч. км) се наблюдава трайно топлинно натоварване в сравнение със станция Лом (743.3 реч. км), макар и разликата да е под 3°C както е по нормативните изисквания.

За илюстрация са представени графики на средните месечни температури на водата при станции Лом и Оряхово през различни периоди (Фигура 1.1.5-1, Фигура 1.1.5-2, Фигура 1.1.5-3, Фигура 1.1.5-4 и Фигура 1.1.5-5).

Фиг. 1.1.5-1 Средни месечни температури на водата (в °C) в станции Лом и Оряхово за периода 1941-1970г. – преди пускането на АЕЦ „Козлодуй”

Фигура 1.1.5-2 Средни месечни температури на водата (в °C) в станции. Лом и Оряхово за 1983г. (маловодна година) – при функционирането на 4 блока

Фигура 1.1.5-3 Средни месечни температури на водата (в °C) в станции Лом и Оряхово за 2006г. (година с много високи води) – при функционирането на 4 блока (3, 4, 5, и 6)

Фигура 1.1.5-4 Средни месечни температури на водата (в °C) в станции Лом и Оряхово за 2000г. – при функционирането на 6 блока

Фигура 1.1.5-5 Средни месечни температури на водата (в °C) в станции Лом и Оряхово за периода 2008-2010г. – при функционирането на 2 блока (5 и 6)

Данните не са сравними, тъй като обхващат различни по продължителност периоди, но показват някои тенденции. Видно е, че преди пускането на АЕЦ за почти 30 годишен период няма разлика между средните месечни температури на двете станции при Лом и Оряхово (Фигура 1). През 1983г., когато функционират 4-те реактора, средната разлика за годината е 1.84°C, като годината е маловодна (Фигура 2). През 2006г. разликата е само 0.84°C, но тогава водното ниво достига изключително високи стойности (Фигура 3). При 6 работещи енергийни блока (ЕБ), средногодишната температурната разлика между двете станции е 2.26°C (Фигура 4). В периода 2008-2010г. при два работещи ЕБ, средногодишната температурната разлика между двете станции е 1.38°C (Фигура 5).

Затварянето на 1-ви и 2-ри блок на АЕЦ „Козлодуй" през 2004г. и на 3-ти и 4-ти блок в началото на 2007г. води до отчетлива тенденция за намаляване на разликите в температурата на водата между двете станции (Фигура 6).

Фигура 1.1.5-6 Разлики между максималните годишни температури на водата (в °C) на станции Лом и Оряхово за периода 1996-2018г.

Разликите са по-високи през зимните месеци в сравнение с летните, предвид това, че през зимния период се наблюдават продължителни периоди на маловодие. Разликите между максималните температури на водата в станции Лом и Оряхово след 2007г. е по-малко от 1°C, докато през зимния перод тази разлика достига 2.0 – 2.5 °C. През студения период корелацията между температурата на водата и водното количество е права т.е. повишението на температурите следва това на водните количества (Фигура 7).

Фигура 1.1.5-7 Ходографи на минималните годишни температури на водата (в °C) и съответните дневни водни количества в станция Оряхово за периода 1996-2018г. (синя линия водни количества, кафява линия температури на водата)

Резултатите от последните актуални термични изследвания показват, че мястото на практически пълно смесване на отпадъчните води от топлите канали на АЕЦ „Козлодуй“ с тези на р. Дунав по отношение на показателя „температура“ варират силно в зависимост от хидроложките и термичните условия в реката. При протичане на ниски води с ежегодна повтаряемост и при всички по-големи водни количества, мястото на пълно смесване на водите се намира в района над устието на р. Огоста.

Широчина на топлинния шлейф, на границата на който температурната разлика между него и основното течение ΔT ≤ 3°C (съгласно нормативните изисквания) е от порядъка на 70 – 100 m.

При преминаване на екстремно ниски води (с обезпеченост 97% и по-голяма), мястото на пълно смесване се отдалечава надолу по течението и при ниски води с обезпеченост 99% достига до края на острова между гр. Козлодуй и гр. Оряхово.

Естествената температура на водите в р. Дунав се измерват в зоната на БПС, където водите постъпват в студения канал на АЕЦ. Тази точка се използва за контрол, когато заустването на топли води става от ТК1. В случай, че топлите води се заустват от ТК2, предвид това, че зоната пред бреговата помпената станция е температурно повлияна от заустените води и показанията на измерването не са реалистични, измерването на естествената температура на реката става в района на пристанище „Козлодуй” в западната част на гр. Козлодуй.

Измерването на температурата на водата в реката след заустването на затоплените води чрез ТК се извършва в района в края на острова между гр. Козлодуй и гр. Оряхово.

1.1.6 Геоложки и хидроложки данни

Локална геология

Площадката на АЕЦ "Козлодуй" е разположена на десния склон на долината на река

Дунав, в централните части на Козлодуйската крайбрежна низина. Нейната локална област е изследвана в радиус 25km и обхваща част от долината на река Дунав, от устието на река Цибрица на запад, до село Остров на изток. На юг в тази площ попадат долините в долното течение на реките Огоста, до село Михайлово, и Скът до село Алтимир. На север, на румънска територия, в локалната област се включва левия терасиран склон на долината на река Дунав и долното течение на река Жиу. Релефът в тази част на Дунавската равнина е равнинно-хълмист. Хипсометрично той е заключен в диапазона между 30m – в долината на река Дунав при село Остров, до 150÷160m - на юг по главните вододели. Най-големи стойности на височините (около 220m) са установени в билните части на вододела между Огоста и Искър, в околностите на град Оряхово и на изток от него.

В морфографско отношение релефът има ясно изразен етажиран характер. В билните части на главните вододели се очертава по-висок етаж, чиято височина е 140÷160m, а в основите на главните реки – нисък на 30÷35m, който, особено за река Дунав, заема обширните площи на заливната тераса. Този нисък етаж на релефа е широко развит на север от съвременното легло на река Дунав, в румънска територия. Общият размах на ерозионния врез достига до 100÷110m.

В морфогенетично отношение локалната област на АЕЦ „Козлодуй” включва реликти от представително развити генетични елементи на релефа, предимно с кватернерна възраст. Скалната основа, върху която са моделирани те е изградена предимно от неогенски седиментни скали – миоценски и плиоценски, запълващи централната част на Ломската депресия. Всред генетичните форми на съвременния релеф, имащи пряко отношение при решаването на проблемите на кватернерната тектоника по тези места, трябва да бъдат посочени ниското вилафранкско геоморфоложко ниво и комплексът от плейстоценски речни тераси, развити в долините на главните реки – Дунав, Огоста, Скът и Жиу.

Ниското вилафранкско геоморфоложко ниво, установено в локалната област на АЕЦ "Козлодуй", има господстващо разпространение в билните части на главните вододели и изгражда билните части на вододелите между долините на река Цибрица и река Огоста, между Огоста и Скът и на изток към долината на река Искър и град Кнежа. На север, в територията на Румъния, то се корелира с аналогично ниво, формирано всред неогенски седименти и покрито от флувио-пролувиални наслаги. Трябва да се подчертае, че както в територията на България, така и на Румъния, въпросното ниво е покрито с неравномерно дебела льосова покривка.

Вилафранкско ниво е покрито повсеместно от алувиално-пролувиална чакълно- валунни наслаги, лежащи непосредствено под льоса. Тези покривни чакъли са установени в редица естествени разкрития от сондажни профили. Тяхната височина равномерно се понижава от 180m до 90÷100m в десния склон на долината на река Дунав. Въпросното ниво е много добре запазено и има висока представителност в западните отдели на споменатите вододелни пространства.

В границите на локалната област на АЕЦ „Козлодуй”, в българска територия, ниското вилафранкско ниво има равномерен наклон от юг на север – от 180m на юг към Ерденския пролом на река Огоста (при с. Мърчево е 180÷185m) до 90÷95m по десния склон на долината на река Дунав между Козлодуй и село Долни Цибър.

Анализът на дебелината на льосовата покривка, която фосилизира ниското вилафранкско ниво, в локалната област показва, че тя в основни линии не изменя съществено неговата морфология. Льосовата повърхнина, в по-голяма част, напълно отразява неговия заравнен характер, със спокоен и равномерен наклон от юг на север.

В геоложкия строеж на площадката участват плиоценски отложения от неогена, които навсякъде са покрити от четвъртични отложения.

Незаливаемата тераса под АЕЦ е представена от льосовидни глини и глинесто-песъчливи пластове с мощност 8.0÷18.0m. Долнището на тези пластове е на кота 21.00m до 25.00m.

Под льосовидните глини заляга водоносен пласт от алувиални дребно- и среднозърнести, и глинести пясъци с мощност 6.0÷7.0m, кота на долнището 13.00÷24.00m.

Общата мощност на четвъртичните отложения е 19.0÷30.0m.

Местните отложения, залягащи под чакълесто-каменисти почви, се отнасят към плиоценски ред на неогенската система. Те са представени от плътни глини с мощност над 100.0m.

Подпочвени води се срещат в долната част на льосовидните глини и алувиални отложения. Те имат хидравлична връзка с водата в р. Дунав и нивото им е свързано със сезонни колебания.

По данни от химичен анализ подпочвените води не са агресивни по отношение на бетона и портландцимента.

Площадката на АЕЦ “Козлодуй” е разположена на десния бряг на р. Дунав, в зоната на km 686.00 до km 694.00. Бреговите помпени станции, подводящите и отводящи канали са разположени в терасата на р. Дунав (кота 26.00m). Козлодуйската низина (ниската тераса на р. Дунав) се защитава със земнонасипни диги. Котата на короната на тези съоръжения е приета 33.00m. Главните корпуси и съоръженията към тях на блок 1 до 6 са разположени на високата тераса с кота 36.00m.

В участъка на р. Дунав, на площадката на АЕЦ “Козлодуй” са разположени хидрометрични станции и водоотчетни постове, чиито наблюдения са използват.

В зоната на участъка на централата няма съществени десни притоци (р, Огоста се зауства в р, Дунав при km 684.700), От левите притоци като по-съществен може да се отбележи р, Жиу, която зауства в р, Дунав при km 691.400, но тя също не оказва особено влияние върху площадката на АЕЦ, тъй като заустването й е отделено от десния бряг от остров Козлодуй.

Ширината на руслото на р. Дунав в българския участък се колебае в пределите 800 - 1300m.

Изменението и колебанията на водните нива на р. Дунав са повлияни от условията и факторите за формиране и режима на речния отток във водосбора на реката. В долното течение на р. Дунав формирането на водния отток се обуславя от годишния цикъл на натрупване, трансформация и разходване на валежите в горното и средно течение, както и режима на валежите в долнодунавския участък на водосбора на реката. От голямо значение са ежегодното формиране и последващо разходване на влагозапасите акумулирани в снежната покривка, режима на пролетните и летни валежи във водосбора, термичния режим на въздуха в отделните участъци.

Физикохимични характеристики на дунавските води

Водите на р. Дунав се използват в технологичния цикъл на централата, както за охлаждащи циркулационни нужди, така и за технологични нужди в цикъла – обезсолена вода от ХВО за първи и втори контур и спомагателни системи и т.н. Поради това е необходимо да се следи и наблюдават физикохимичните характеристики на дунавските води и тяхното качество.

В долното си течение водите на р. Дунав от страна на българското законодателство и нормативи е определена за водоприемник III категория т.е. води за технологични нужди, транспорт, енергодобив и др. Приносът на българските реки във формирането и изменението на качеството на дунавските води се оценява на изключително малък – около 3%. С други думи, в долното си течение водите на Дунав имат трансграничен, привнесен отвън качествен състав. Основни източници на замърсяване са индустрията и рудодобива в страни като Унгария (предимно добив и флотация на боксити); Сърбия (добив и флотация на медни и полиметални руди); Румъния (рудодобив), които са основни източници на тежки метали, токсични вещества и металоиди. На следващо място, това е замърсяването от точкови и дифузни източници със селскостопански и комунален произход – предимно заустване на води, замърсени с органични вещества, биогенни елементи, механични примеси. И на трето място, оживеният речен транспорт е източник на нефтопродукти. Към всичко това можем да прибавим и ерозионната и руслотрансформираща роля на реката.

След въвеждането в експлоатация на ХТК „Железни врата“, двете водохранилища играят ролята на определен акумулатор и утаител на голяма част от трансграничните

замърсяващи вещества. В същото време обаче, този комплекс съществено промени режима на наносите и процесите на трансформация на речното корито в българския участък. Това се изразява най-вече в процесите на пренос и акумулация на наносите (промяна на тяхното количество и режим), засилване на бреговата ерозия в нашия участък и промяна на конфигурацията на крайбрежната ивица и коритото.

За да се анализират измененията в качеството на дунавските води в последните десетилетия, са изследвани и оценени трансформациите на основните физикохимични показатели, наблюдавани в пункт Оряхово от Националната мрежа за мониторинг на водите в България на ИАОС за периода 1990-2010г. Приложен е диференциален (по отделни показатели) и комплексен подход в оценяването на качеството на водите, съобразно нормативната уредба и категоризацията на реката.

Като цяло, през посочения период се наблюдават една ясна тенденция от началото на 90-те години на миналия век към подобряване качествата на дунавските води. Това може да се обясни със значителните икономически и технологични преобразования в част от крайдунавските страни като Унгария, Словакия, Румъния, Сърбия, България. Значителна част от големите индустриални предприятия престанаха да работят, намаля обемът на рудодобива, промениха се някои технологии.

След 2001г. до към 2007-2008г. се забеляза едно относително слабо, но забележимо увеличаване на съдържанието на определени замърсяващи вещества, които обаче имат преимуществено земеделски и битов произход. Единственият по-мощен и все още действат източник на замърсяване на водите с тежки метали и металоиди в близост до България е р. Тимок, която зауства в Дунав отпадъчни води от рудодобива в мини „Бор“ на сръбска територия. Обемите на тези води обаче са такива, че вредното им въздействие се гаси още в първите няколко десетки километри след заустването.

1.1.7 Сеизмични характеристики на района на площадката

1.1.7.1 Тектонски и неотектонски условия

Тектоника

Ломската депресия представлява южна окрайнина на Влашката падина, широко развита на територията на Румъния, с център в наша територия. Общата дебелина на седиментите в структурата достига до 10km. На юг тя се издига периклинално към Предбалкана, а от изток и запад се ограничава съответно чрез Корабийско-Плевенския вал от Северобългарското подуване, а чрез Видинско-Пленишкия вал – от Кулската нагъната зона. Пластовете, изграждащи депресията в този район, са със слаб наклон към нейния център. В повечето случаи скалните комплекси са развити в дълбокоморски фациес и следват един след друг без стратиграфски липси, което говори за сравнително старата възраст на депресията. През плиоцена тази негативна структура има удължена форма с ориентиране на дългата си ос почти север-юг, като нейната най-понижена част е със средна ширина 50km между село Арчар и град Козлодуй на българска територия, и между градовете Пленица и Крайова на румънска. Дебелината на запълващите понижението плиоценски седименти достига до 800m при г. Лом. На този най-общ фон, по дизюктивен път са се формирали второразрядни позитивни и негативни тектонски структури с местно значение, по-подробно разгледани в разработките на БАН обощени в [Report BAS (1992), Geomorphology and Geology, Seismicity and Seismotectonics of the NPP"Kozloduy", Final summary report, Geophysical Inst., BAS, Sofia] Счита се, че строителните площадки в тази льосова тераса са при еднакви тектонски условия. Разломните структури, които са идентифицирани от сеизмичните проучвания, се възприемат като структури, които са приключили своето активно развитие в края на късната креда, т.е. те нямат прояви в по-горните геоложки нива.

Неотектонска характеристика

За сигурността на централата особено важни са резултатите от неотектонските изследвания, обобщени в доклада на Геофизичния институт на БАН [Report BAS (1992), Geomorphology and Geology, Seismicity and Seismotectonics of the NPP "Kozloduy", Final summary

report, Geophysical Inst., BAS, Sofia]. Проведените структурно-геоморфоложки и неотектонски изследвания в локалната област на АЕЦ „Козлодуй" показват съвпадение в обхвата на основните структури на надстройката с едрите елементи на релефа, т.е. геолого-геоморфоложката конформност, убедително илюстрира пряката динамична връзка между общото структурно развитие на територията и формирането на нейния релеф.

По-важните изводи от извършените геолого-геоморфоложки и неотектонски изследвания, дешифрирането на космически снимки и анализа на геодезичните данни за съвременните вертикални движения на земната кора са:

- Тектонските процеси през неотектонския етап, през кватернерната фаза и историческото време се подчиняват на общите закономерности в ендогенната еволюция на Централна Северна България и съседната Влашка равнина, заложени още през късноалпийските тектонски цикли. Тектонските денивелации имат най-значителни стойности в граничните части между платформата и орогенните системи. Тук се проявяват и ясно изразени активни неотектонски разседни разкъсвания, чиято амплитуда достига най-големи стойности.

В регионалната област (Централна Северна България) и съседната Влашка равнина развитието на съставните структури (Ломска, Гетска депресии, Северобългарската подутина) има широк териториален обхват, съответствуващ на размера на тези структури. Поради тази причина в конфликтните зони между депресиите и сводовете не се проявяват разседи с отчетлив характер. В тези контактни зони се реализират предимно плавни, спокойни денивелации, частично с флексообразен и разседен характер. Стойностите на тези денивелации за кватернера по отделни линейни структури за регионалната и локалната област са в границите от няколко метра до 30÷40 метра за целия кватернерен период.

1.1.7.2 Сеизмичност

Сеизмичност в близката (локална) зона на АЕЦ „Козлодуй"

Площадката на АЕЦ Козлодуй е разположена в асеизмичната част на Мизийска платформа (с площ от около 50 000km^2). От сеизмологична гледна точка тази област е най-спокойната част на 320km регион около централата. В стабилната част на Мизийска платформа не съществуват документирани исторически събития с M=4.0, а най-силното регистрирано сеизмично събитие е земетресението от 1987г. с магнитуд M_S=3.6. Трябва да се отбележи, че в румънския каталог ROMPLUS няма инструментално земетресение с магнитуд по сеизмичен момент (M_w) по-голям или равен на 3.0, локализирано в границите на стабилната част на Мизийска платформа.

Сеизмичността в 50km локална област около АЕЦ „Козлодуй" за периода 1976-1990 г.е представена на Фиг. 1.1.7-1. В зоната са станали предимно микроземетресенията, които определят характера на сеизмичността. През периода 1976-1990г. в областта са регистрирани 16 земетресения, локализирани на разстояния от 30 до 50km от площадката АЕЦ „Козлодуй" и 4 земетресения, локализирани на разстояние <30km от площадката АЕЦ „Козлодуй". Сеизмичността в субрегиона е групирана в югозападната периферия на зоната в контактната област между Мизийска платформа и Предбалкана.

Фигура 1.1.7-1 Сеизмичност в 50 km зона около АЕЦ „Козлодуй" през периода 1976-1990 г.

Близката (30km) област около площадката на АЕЦ „Козлодуй" се характеризира с изключително ниска сеизмична активност. В рамките на 30km зона през периода 1976-1990 г. са станали само 4 събития с дълбочина на хипоцентъра до 5km. Три от земетресенията са с магнитудни оценки между 1.5 и 2.0 и едно с M=3.6 (реализирано на 23.03.1987г.). Епицентърът на това събитие е на 22km северозападно от АЕЦ „Козлодуй" на територията на Румъния. Земетресението е оказало макросеизмично въздействие върху площадката на централата от II-III степен по MSK-64.

През 1997 г. е въведена в експлоатация локалната сеизмична мрежа около АЕЦ "Козлодуй" (ЛСМ „Козлодуй"). Анализът на пространствено-времевото и енергетичното разпределение на сеизмичността, реализирана през периода 1997-2012 г. в 1.5° (1.5°≈167 км) регион около площадката на АЕЦ "Козлодуй", потвърждава принадлежността на близкия (30 км) регион около площадка към сеизмично най-спокойните части от територията на България. Периодът се характеризира с отсъствие на сеизмична активност в близкия (30 км) регион.

Съставен е каталог на земетресенията, локализирани в 1.5° регион около площадката на АЕЦ "Козлодуй" през периода 1997-2012г. и записани от сеизмичните станции на ЛСМ „Козлодуй". Каталогът съдържа всички сеизмични събития, надеждно регистрирани в разглеждания регион. Осъществена е унифицирана оценка на основните параметри на локализираните събития, осигурена е пространствено-времева пълнота на каталожната информация за събития с магнитуд M≥2.0, изключени са дублираните събития, обозначени са разпознатите афтършокови събития, промишлени взривове и неразпознати събития. На Фигура 1.1.7–2 е представено разпределението магнитуд – епицентрално разстояние до площадката на АЕЦ „Козлодуй" за земетресенията, локализирани в 1.5° регион около площадката за периода от 1997 г. до 2012 г.

Фигура 1.1.7–2 Разпределение магнитуд – епицентрално разстояние до площадката на АЕЦ "Козлодуй"

От фигурата се вижда, че няма локализирани земетресения в близкия 30km регион около площадката. На разстояние малко под 40km е локализирано само едно събитие с магнитуд по-малък от 2.0. Фигурата показва отсъствие на сеизмичност с магнитуд над 3.0 на разстояния под 60 км, както и групиране на събития на разстояния над 100 км (ефект от сеизмична зона София). Броят на земетресенията силно нараства над 120km (ефект от сеизмични зони София, Горна Оряховица и Марица). Относително по-силните сеизмични събития, с магнитуд M≥4.0, са реализирани на разстояние над 120km от площадката на АЕЦ "Козлодуй".

Експлоатацията на ЛСМ „Козлодуй" продължава и в момента. Каталогът на земетресенията периодично се допълва.

Общи характеристики на регионалната сеизмичност

Изследваната област е разположена в Балканския полуостров, който е част от Алпо-Хималайския сеизмичен пояс, характеризиращ се с висока сеизмична активност.

На Фигура 1.1.7-3 е представено пространственото разпределение на епицентрите на земетресенията с магнитуд над 4.0, генерирани в за 320km регион. На фигурата ясно се очертава асеизмична зона, съответстваща на стабилната част на Мизийската платформа, за която няма документирани земетресения с магнитуд по-голям от 3.6. Площадката на АЕЦ „Козлодуй" е разположена в центъра на тази асеизмична област.

Пространственото разпределение на земетресенията M_S≥4.0 в 320km регион около централата, показва че сеизмичността е неравномерно разпределена в пространството. Земетресенията се концентрират в определени географски области, наречени сеизмични зони, всяка от които се характеризира със своя специфична сеизмотектоника и геология. Сеизмотектонският анализ на Източни Балкани показва, че моделирането на сеизмичността чрез сеизмични зони е по-подходящо за региона от моделиране чрез линейни или тримерни разломни структури.

Фиг. 1.1.7-3 Сеизмичност (съвременна и историческа M≥4.0), реализирана в 320km регион около АЕЦ „Козлодуй"

Фиг. 1.1.7-4 илюстрира дълбочинното разпределение на сеизмичността в 320 km регион около АЕЦ „Козлодуй". От Фигура 1.1.7–4а се вижда, че плитките земетресения са генерирани в земната кора на дълбочина до 55km с максимална плътност на хипоцентрите от 5 до 35km. На дълбочина над 50km са генерирани само три по-слаби събития с Ms<5.0. Най-силните земетресения с Ms≥7.0 са генерирани в дълбочинен интервал 10km <h< 35km. По-голяма част от по-слабите земетресения с Ms≤5.0 са генерирани на дълбочини под 20km. Междиннофокусните земетресения от огнище Вранча, Румъния (Фигура 1.1.7–4б) достигат до дълбочина от около 180 км (горна мантия), преобладаваща част от тези събития са локализирани на дълбочина от 90 до 160 км. Най-силните събития (Mw>7.0) са генерирани в дълбочинен интервал 90 км < h < 160 км. Наблюдава се тенденция за увеличаване силата на земетресенията с нарастване на дълбочината. Само едно сеизмично събитие с Mw≥6.5 е генерирано на дълбочина под 80 км и едно земетресение с Mw>7.0 е на дълбочина по-малка 100 км. Повече от 30% от земетресенията с Mw>7.0 са генерирани на дълбочина над 140 км..

Фигура 1.1.7-4 Магнитудно-дълбочинно разпределение на сеизмичността в 320 км регион: а) дълбочинно разпределение на плитката сеизмичност; б) дълбочинно разпределение на междиннофокусните земетресения от огнище Вранча, Румъния

Фигура 1.1.7.4-2 Съвременна сеизмичност в 50km зона около АЕЦ „Козлодуй"

Сеизмичността в региона се свързва със сеизмични зони дефинирани на базата на пространственото разпределение на сеизмичността и на възможните огнищни зони. Това са: Софийска, Горнооряховска, Маришка, Кресненска, Неготинска Крайна и Кумпулинг и Вранча. Голяма част от силните земетресения са генерирани в тези зони.

Сеизмичността в региона се свързва със сеизмични зони дефинирани на базата на пространственото разпределение на сеизмичността и на възможните огнищни зони. Това са: Софийска, Горнооряховска, Маришка, Кресненска, Неготинска Крайна и Кумпулинг и Вранча. Голяма част от силните земетресения са генерирани в тези зони.

Софийска сеизмична зона е най-близко разположената $\geq$ сеизмична зона (на минимално разстояние от 80km) до площадката на АЕЦ "Козлодуй". Сеизмичността в зоната е свързана предимно с маргиналните неотектонски разломи на Софийския грабен. Най-силното известно събитие, генерирано в тази зона, е историческото земетресение от 1641 г. (MS=7.2), реализирано около гр. Кюстендил на 180 км от площадка Козлодуй. Други силни събития, реализирани в зоната, са земетресенията от 1858 г. (в близост до гр.София) и от 1905 г. (в близост до гр.Трън). Двете събития са с епицентрална интензивност (I0) около 9 степен по MSK-64 и магнитуд около 6.0. Най-силното земетресение, реализирано в околностите на гр. София през 20-ти век, е събитието от 1917 г. с магнитуд MS=5.3 (I0=7-8 MSK-64). На 22 май 2012 г. се реализира ново умерено силно земетресение (ML=5.8; MW=5.6, I0=7-8 MSK-64) в Софийска сеизмична зона. Решенията на фокалните механизми на земетресения, генерирани в зоната, показват, че преобладаващият вид разломно движение в зоната е от нормално разседен тип. Наблюдаваното макросеизмично поле от земетресения в Софийска зона се характеризира с близки до кръгови изосеисти. Сеизмичната активност е развита на дълбочина 5-20km. Наблюдаваният максимален макросеизмичен ефект (от земетресение в зоната) върху площадката на АЕЦ „Козлодуй" е Ikoz=3 (MSK-64).

Сеизмична зона Горна Оряховица е разположена на минимално разстояние 115km от площадката на АЕЦ „Козлодуй". Сеизмичните събития се генерират основно по контакта между

Предбалкана и Мизийска платформа. Най-силното известно събитие реализирано в Горно-Оряховската зона е земетресението от 1913 г. с I_0=9-10 (MSK-64) и M=7.0. Наблюдаваното макросеизмично поле се характеризира с ИСИ - ЗЮЗ - но издължение. Събитието е последвано от сеизмично затишие, което продължава до 1986 г., когато в района на град Стражица стават две умерено силни земетресения (M_S=5.3 на 21 февруари и M_S=5.7 на 7 декември). Сеизмичната активност е концентрирана основно в горните 15km на земната кора, отделни събития са реализирани на дълбочина до 25-30km. Решенията на фокалните механизми на земетресения, генерирани в зоната, показват, че преобладаващият вид разломно движение в зоната е от нормален разседен тип. Наблюдаваният максимален макросеизмичен ефект върху площадката на АЕЦ „Козлодуй" е I_{koz}=6 (MSK-64) от земетресение в зоната.

Сеизмична зона Марица е разположена на минимално разстояние 110 km от площадката на АЕЦ „Козлодуй". Сеизмичността в зоната е свързана с Маришката разломна система. Най-силните земетресения станали в зоната, са събитията от 1928 г. (Чирпанското земетресение от 14 април 1928г. с M_S=6.8 и Пловдивското от 18 април 1928г. с M_S=7.0 и I_0=9-10 MSK-64). Изосеистните карти на тези земетресения показват И-З издълженост на изосеистите. Решенията на фокалните механизми на земетресения, генерирани в зоната, показват, че преобладаващият вид разломно движение е от нормален разседен тип. Сеизмичната активност е развита в горните 20 км на земната кора като отделни събития са реализирани до 45 км. Най-висока плътност на хипоцентрите се наблюдава на дълбочина от 5-10 км. Наблюдаваният максимален макросеизмичен ефект върху площадката на АЕЦ „Козлодуй" от земетресения в зоната е I_{koz} = 5 (MSK-64).

Сеизмична зона Кресна е разположена на минимално разстояние над 160km от площадката на АЕЦ „Козлодуй". Сеизмичните събития са свързани с разломна система в направление И-З по контакта между Рила и Пирин. Две от най-силните земетресения, станали в Европа през 20-ти век са генерирани в сеизмична зона Кресна - земетресенията от 4 април 1904 г. (M_S=7.1 и M_S=7.8, I_0=10 MSK-64). Наблюдаваното макросеизмично поле се характеризира с кръгови изосеисти със слабо И-З - но издължение. Над 80% от близо 50-те решения на механизми в зоната са с преобладаващо нормален разседен тип, но и със значителна отседна компонента на движение по нодалните плоскости. В зона Кресна, където мощността на земната кора е значителна (под западната част на Родопския масив тя достига до дълбочина 45-50 км), са генерирани най-дълбоките земетресения в България. Хипоцентрите на реализираните земетресения са разпределени основно в горните 30 км на земната кора с максимална концентрация между 5 и 20km. Максималната фокална дълбочина на сеизмичните събития в зоната достига до 50km. Наблюдаваният максимален макросеизмичен ефект върху площадката на АЕЦ „Козлодуй" от земетресение в зоната е I_{koz}=6 (MSK-64).

Сеизмична зона Неготинска Крайна е разположена на минимално разстояние 140 km от площадката на АЕЦ „Козлодуй". Най-силното сеизмично събитие, реализирано в зоната, е земетресението от 1893 г. с I_0 = 9 (MSK) и M_S = 6.6 на 200 км от зоната на площадките. Наблюдаваното макросеизмично поле се характеризира с издължение в направление С-Ю. Земетресенията се генерират предимно на дълбочина от 2-10 km. Наблюдаваният максимален макросеизмичен ефект върху площадката на АЕЦ „Козлодуй" е I_{koz} = 3 (MSK-64) от земетресение в зоната.

Сеизмична зона Кумпулинг-Вранча е разположена на разстояние. Зоната се разделя на две части: първата, генерираща плитки земетресения на дълбочина до 60km, h<60km (наречена Вранча-плитки) и втората (наречена Вранча-междиннофокусни), генерираща междиннофокусни земетресения на дълбочини над 60km. Не са документирани макросеизмични въздействия върху площадките, генерирани от земетресения в зона Вранча-плитки.

Сеизмична зона Вранча-междиннофокусни – е най-отдалечената сеизмична зона, разположена е на 250 - 290km от площадката на АЕЦ „Козлодуй". Въпреки местоположението си, земетресения от тази зона оказват най-силни макросеизмични ефекти върху площадката на АЕЦ „Козлодуй". Сеизмична зона Вранча-междиннофокусни е единствената сеизмична зона в радиус от 320 km , в която се генерират земетресения с дълбочина над 60 km. Решенията на фокалните механизми на земетресения, генерирани в зоната, показват, че движенията са от

възседен тип, като компресиращите напрежения са близко до хоризонтални с преобладаващо азимутално направление NNW –SSE.

Земетресенията от огнище Вранча имат следните специфични сеизмични характеристики:

- голяма хипоцентрална дълбочина на земетресението- между 60 и 120км (междинфокусни земетресения);
- много обширна област на макросеизмично въздействие
- специфичен механизъм на земетресението;
- бавно затихване на въздействието с растоянието;
- специфичен спектрален състав- с ярко изразени късо и дългопериодични компоненти, които имат значително въздействие върху съоръженията и конструкциите;
- преобладаваща относително дългопериодна компонента в излъчените сеизмичните вълни;
- голяма ефективна продължителност на сеизмичното въздействие- над 50сек.

Най-силните документирани земетресения от огнище Вранча са събитията от 1802г., 1940 г. и 1977 г. с епицентрална интензивност I_0=9 MSK (при трите събития). В каталога, съставен през последните години от румънски сеизмолози (ROMPLUS, 2007), магнитудите на тези събития по сеизмичен момент (MW) са съответно 7.9, 7.7 и 7.4. Макросеизмичните ефекти върху площадката на АЕЦ „Козлодуй" от земетресенията през 1940г. и 1977г. са с интензивност близка до IN=6-7(MSK). Максимални макросеизмични въздействия върху площадката са наблюдавани от земетресението, реализирано през 1977 г.

Характеристики на най-силните Вранчански земетресения през последните 100 години и ефектите им за площадка АЕЦ „Козлодуй" (съгласно Отчет ЕП1-2431 по Договор "Изследвания и дейности за повишаване на сигурността на площадката на АЕЦ "Козлодуй", 1992г", Задача 1.9 Определяне на проектните сеизмични характеристики на площадката)

	Дата	Магнитуд, M	Разстояние, L	Дълбочина, h	Хипоцентър, R	Сеизмично ускорение см/с^2
1.	10.11.1940	7.4	295	133	-	-
2.	04.03.1977	7.2	272	109	293	84-изчислено
3.	31.08.1986	7.0	284	137	310	61-регистрирано
4.	30.05.1990	6.7	326	89	340	52-регистрирано

На база на силните земетресения от района на Вранча са проведени изследвания за определяне на сеизмичните характеристики на площадката на АЕЦ „Козлодуй" на основата на резултати от геоложки, сеизмотектонски, геофизични и сеизмологични проучвания.

г

1.1.7.3 Сеизмотектоника

Сеизмотектонските характеристики на регионалната и локална област на АЕЦ "Козлодуй", са определени на базата на комплексни геоложки, геофизични, геодезични, геоморфоложки, сеизмични, сеизмоложки и др. изследвания. В периода 1991-1992г. са систематизирани резултатите от всички предходни геолого-структурни, геоморфоложки и неотектонски изследвания, проведени в Централна Северна България и 40-километровата ивица северно от р.Дунав в румънска територия. Проведени са и нови целенасочени теренни изследвания. Събран е допълнителен фактически материал за неотектонската, и по-специално докватернерната неотектонска активност на установените разломни структури в регионалната и локална област. Изследванията и представените резултати са в обем и мащаби (регионален – 320km, субрегионален – 30km, локален – 5km и самата площадка – 1km), изисквани в [Safety Series No.50-SG-S1(rev.1) "Earthquake and associated

topics in relation to nuclear power plant siting”]. Резултатите от всички проучвания са обобщени в [Report BAS (1992), Geomorphology and Geology, Seismicity and Seismotectonics of the NPP"Kozloduy", Final summary report, Geophysical Inst., BAS, Sofia], [Report IZZIIS 92-01 “Seismic Hazard Analysis Taking into Consideration Uncertainties Inherent in the Data” по проект BUL 9/012 “Site and Seismic Safety of Kozloduy and Belene NPPs”] и [Съставяне на пълен набор коригирани етажни спектри на реагиране, с отчитане на влиянието на локалните сеизмични въздействия и проверка на сеизмичната сигурност на засегнатото оборудване за 1-6 блок на АЕЦ "Козлодуй",ТОМ 1 и 2, РИ/Д-54, 1996.].

Локална сеизмотектонска характеристика

Обобщавайки резултатите на всички проучвания са направени следните основни заключения:

- АЕЦ „Козлодуй” е разположен в относително най-стабилната част на Мизийската платформа.
- Наблюдаваната сеизмичност е привързана към структурите, очертани в локалния сеизмотектонски модел. Всички налични геоморфоложки, геоложки, геофизични и неотектонски данни отхвърлят наличието на способен да предизвика повърхностни разломявания разлом и сеизмогенни структури в смисъла на дефиницията дадена в документ [Seismic Hazards in Site Evaluation for Nuclear Iinstallations, Specific Safety Guide, Safety standards series №SSG-9, IAEA, Vienna, 2010].
- Липсата на доказателства за кватернерна активност и съвременни движения, на документирани исторически събития и регистрирани земетресения с M<3.6 води до заключението, че максималният очакван магнитуд в локалната област не може да бъде повече от 4.0.
- Отчитайки отговорността на обекта и изискванията за сеизмично осигуряване на атомните електроцентрали, е препоръчано завишаване на оценката за максималния очакван магнитуд с 0.5 магнитудни единици, така че тя да достигне стойност M_{max}=4.0(+0.5). Възможните бъдещи сеизмични реализации, с магнитуд по-голям или равен на 4.0 се привързват към комплексните линеаментни зони, отразени в локалния сеизмотектонски модел.

Регионална сеизмотектонска характеристика

Разломите в регионалната 320km зона са разположени в тектонския колажно-колизионен пояс около Мизийската платформа Разломите в този пояс се простират напречно или косо спрямо пояса. Меридионалните разломи са предимно донеотектонски, като някои от тях имат неотектонска активизация. Разломните структури обособяват няколко блока. Тези блокове се различават по големина, по интензивност на издигане и потъване, и по типове хоризонтални движения. Те формират едно многообразие от позитивни и негативни морфоструктури. В голяма степен блоковата дезинтеграция е представена в различни части на мобилния пояс около Мизийската платформа, по-точно в Южна и Югозападна България, в Източна Македония, в Източна Сърбия. На фона на тази разломна система ясно се очертава относително консолидираната Мизийска платформа, която е част от Евро-Азиатската макроплоча и през настоящия етап е относително стабилна. Броят на разломите в Мизийската платформа е незначителен и много малко от тях са с неотектонска активизация. Областите с най-висока сеизмична активност са привързани към разломи и разломни структури, активизирани през неоген-квартернерния период. От решенията на механизмите на земетресенията и хоризонталните движения по разломите може да се получи обща представа за локалните и регионалните тенденции в движението на отделните блокове. Най-общо, мобилната зона обдуцира относително стабилната Мизийска платформа. Целият район е подложен на компресия в направление север-юг, картината се усложнява и с северозапад-югоизточно преместване на Мизийската платформа. Като цяло, получените резултати подкрепят хипотезата за структурно-динамичен контрол на сеизмичността, определящ се от геодинамичните процеси в Балканския регион.

1.1.7.4 Сеизмични проектни основи на площадката на АЕЦ “Козлодуй”

Проектът на блок 5 е разработен със следните сеизмични характеристики:

- ПЗ (OBE) = VI степен по MSK-64 с максимално ускорение на свободна повърхност (PGA) 0.05g при период на повтаряемост 100 години и
- МРЗ (DBE) = VII степен по MSK-64 с максимално ускорение на свободна повърхност (PGA) 0.1g при период на повтаряемост 10000 години.

След земетресенията от 1986г. и 1990г. експертна мисия на МААЕ (юни 1990 г.) препоръчва да се изпълнят допълнителни изследвания, които да демонстрират с висока степен на достоверност сеизмичната сигурност на площадката. Разработена и изпълнена е програма за преоценка на площадката на АЕЦ “Козлодуй” и “Белене”. Така за АЕЦ “Козлодуй” в периода 1990 – 1994 г. по съвместен проект с МААЕ – BUL 9/012 “Site and Seismic Safety of Kozloduy and Belene NPPs” са актуализирани сеизмичните характеристики на площадката като допълнително са анализирани и влиянията на местните земетресения и други специфични параметри. Чрез вероятностни и детерминистични методи са дефинирани сеизмичните нива за период на повтаряемост съответно 100 и 10000 години въз основа на тектонските, геоложки, геоморфоложки, сеизмични и геофизични данни. Така за площадка АЕЦ “Козлодуй” са определени:

- За ниво с период на повторяемост 100 години (SL-1, ПЗ) максимално земно ускорение (PGA) - 0.10g и
- За ниво с период на повторяемост 10000 години (SL-2, МРЗ) максимално земно ускорение (PGA) - 0.20g.

Сеизмичните характеристики - сеизмични нива, обвивен проектен спектър на реагиране за свободна повърхност и съответните трикомпонентни акселерограми са били разгледани и потвърдени от експертите на МААЕ в проведените мисии през 1992 г. [BUL9/012-13 “Seismic safety review mission for evaluation of the design basis earthquake for seismic safety upgrading of Kozloduy NPP”], [BUL9/012-14 “Seismic safety review mission on design basis earthquake for seismic safety upgrading of Kozloduy NPP (2nd mission)”], през 1994 г. [IAEA-RU-4833 “IAEA review mission to Bulgaria: Site and seismic safety review of Kozloduy and Belene NPPs”], през 2002 г. [IAEA-TCR-001142 “The expert mission to review the results of safety upgrading activities of the Kozloduy NPP, UNITS 3 & 4”) и през 2008 г. (Follow up mission for MP 5 and 6 units].

Така дефинираните сеизмични характеристики са валидни за всички съоръжения на площадка АЕЦ „Козлодуй”. Те са залегнали в анализите за преоценка сеизмичната устойчивост на КСК, описани в т.1.2.4 на ОАБ. Определено е и т.нар. проверочно земетресение – RLE. Това е нивото, за което се проверяват всички КСК първа категория по сеизмоустойчивост на вече проектирани централи (какъвто е случаят с АЕЦ „Козлодуй”). RLE се определя по правилата за дефиниране на SL-2. Обикновено RLE е по-високо или равно на SL-2, използвано в оригиналния проект. За територията на България е прието RLE да е равно на SL-2.

Методология за преоценка на сеизмичните проектни основи

Преоценката на сеизмичните характеристики на площадката по проект BUL 9/012 “Site and Seismic Safety of Kozloduy and Belene NPPs” на МААЕ в периода 1990-1994 г. е извършена по насоките на актуалните тогава документи на МААЕ – [Safety Series №50-SG-S1(rev.1) “Earthquake and associated topics in relation to nuclear power plant siting”] и [Safety Series №50-SG-D15 “Seismic Design and Qualification for NPP”].

Двете стандартни нива за максимално ускорение с период на повторяемост съответно 100 (SL-1) и 10000 години (SL-2, RLE) са определени въз основа на тектонски, геоложки, геоморфоложки, сеизмични и геофизични данни чрез вероятностни и детерминистични методи.

Методиката на вероятностния анализ на сеизмичния хазарт се основава на стандартизирания математичен модел на Cornell и програмните продукти на McGuire 1976 и Toro and McGuire 1988. На Фигура 1.1.7-5 е представена блок-схема за основните етапи на изследване при оценката на сеизмичния хазарт.

Сеизмичният хазарт за АЕЦ „Козлодуй” е анализиран въз основа на:

- сеизмотектонско изследване на района от 320 км;
- определяне характеристиките на сеизмичните източници в района – разположение, честота на реализиране на земетресенията, максимален магнитуд;
- законите за затихване на ускоренията от съответните източници до площадката в зависимост от магнитуда и разстоянието;
- съставяне на математичен модел за анализ на сеизмичния хазарт и изследване на зависимостите между нивата на земетресенията и вероятностите от надвишаване на върховите ускорения и ординатите на спектрите на реагиране в избрани честотни диапазони;
- вариране на спектъра на реагиране за ускоренията за избрани периоди и затихване;
- оценка влиянието на: характеристиките, неточностите (случайни и непълни за сеизмоложките и други данни) върху варирането на сеизмичните ускорения около медианните криви.

Сеизмичният хазарт е анализиран от два екипа – на БАН и ИЗИИС, Скопие.

Фигура 1.1.7-5 Блок-схема за оценка на сеизмичния хазарт

Описание на сеизмотектонските характеристики е дадено в т.1.1.7.3, на ОАБ

Използваната сеизмологичната база данни включва: събитията, реализирани до 1900 г. (често наричани исторически събития); събитията, реализирани от 1900 г. до 1970 г., т.е. през така наречения ранен инструментален период и събитията, реализирани след 1970 г. и регистрирани надеждно по инструментален път. За съставяне на регионалния сеизмологичен каталог са използвани всички налични каталози с висока надеждност за района. Каталожните данни са унифицирани и стандартизирани в съответствие със съществуващите изисквания. Оценките за интензивност са по скалата MSK-64.

По-голяма част от наблюдаваните сеизмични събития, са привързани към добре известни сеизмогенни области. В съответствие със сеизмичното райониране на България и последните представи за сеизмотектонските особености на Балканския регион, са обосновани осем сеизмични зони. При определянето на сеизмичния хазарт са разгледани: Софийска, Маришка, Горнооряховска, Кресненска, Неготинска-Крайна и Кампулинг-Вранча (плитка и междиннофокусна) и локална. Описание на сеизмичните зони е представено в т.1.1.7.2 на ОАБ.

За максимално очакван магнитуд на отделните сеизмогенни области е приет магнитудът, експертно определен като максимален за възможните огнища на земетръсни събития при сеизмичното райониране на България. За максималния очакван магнитуд на зона Вранча, оказваща най-силно макросеизмично въздействие на площадката на АЕЦ е

проведено по-детайлно изследване.

За отделните сеизмогенни области в регионалната зона на площадката са получени магнитудно-честотни зависимости. За сеизмичните източници извън дефинираните области е определена обща магнитудно-честотна зависимост. За локалната (30 km) област е използвана магнитудно-честотната зависимост, получена за консолидираната част от Мизийската платформа, въз основа на събития с M≤2.5. За района на Вранча са прилагани различни методи за оценка на зависимостта и резултатите показват, че квадратичната релация описва най-добре изходните данни.

Законите за затихване за отделните зони са определени чрез анализ на регистрирани акселерограми за средни почвени условия.

Изследвани са неточностите в сеизмичния вход и са отчетени чрез т.нар. логично дърво (логична схема). Резултатът е фамилия от хазартни криви, представляващи обхвата на интерпретациите дадени в логично дърво. Всяка крива съответства на специфична комбинация от входни данни и условия. Получени са хазартни криви с техните стойности за 15, 50 и 85% доверителен интервал. Като резултат са определени следните ускорения:

- за период на повтаряемост 100 години максималното земно ускорение (PGA) е 0.08g (от екипа на БАН) и 0.1g (от екипа на ИЗИИС, Скопие);
- за период на повтаряемост 10000 години максималното земно ускорение (PGA) е 0.185g (от екипа на БАН) и 0.2g (от екипа на ИЗИИС, Скопие).

Определените нива от двата екипа се отличават. На мисия на МААЕ през май 1992г. са приети по-консервативните данни.

Детерминистичната оценка на сеизмичните нива е извършена като е определено най-високото ниво на сеизмични земни движения, предизвикани от най-силните земетресения, реализирани в най-близките до площадката точки от съответната сеизмогенна провинция или структура. Вероятността за надвишаване на това ниво не може да се изчисли директно и се оценява след анализ на сеизмичния хазарт за площадката. Максималните ускорения, определени по детерминистичен метод са значително по-ниски от тези, определени от сеизмичния хазарт.

Характеристики на сеизмичните нива – проектен обвивен спектър на реагиране за свободна повърхност и съответните трикомпонентни акселерограми са изследвани въз основа на:

- определените сеизмични нива;
- акселерограмите и техните спектри на реагиране от Вранчанските земетресения - 1977,1986 и 1990 г., регистрирани на геоложки условия подобни на площадката АЕЦ “Козлодуй”;
- данни от сондажните изследвания за литоложките разновидности на пластовете под АЕЦ и техните плътности, скорости на сеизмичните P и S-вълни;
- данни за G-модулите и затихването в почвените пластове на площадката;
- данни за собствените периоди на почвените пластове;
- данни за геоложките характеристики на почвените пластове в Румъния, където са регистрирани акселерограмите през 1977,1986,1990;
- препоръките [Safety Series №50-SG-S1(rev.1) “Earthquake and associated topics in relation to nuclear power plant siting”] за съставяне на специфични спектри на реагиране за свободна повърхност;
- модифициране на акселерограми регистрирани при дадени геоложки условия за площадката на АЕЦ “Козлодуй” чрез деконволюция и конволюция с програмата SHAKE.

Ефектите от локални земетресения върху конструкциите и оборудването са изследвани отделно в [Съставяне на пълен набор коригирани етажни спектри на реагиране, с отчитане на влиянието на локалните сеизмични въздействия и проверка на сеизмичната сигурност на засегнатото оборудване за 1-6 блок на АЕЦ "Козлодуй",ТОМ 1 и 2, РИ/Д-54, 1996.]. Сеизмичното въздействие, което би могло да се предизвика от локални земетръсни източници, т.е. намиращи се в район с радиус 30km около площадката на АЕЦ „Козлодуй" се различава по своя характер от проектното въздействие за “свободно поле”. Според допълнителните изследвания разликата се състои в по-малкото максимално ускорение на хоризонталните компоненти, установено с анализа на сеизмичния хазарт (0.162g за период на повторяемост 10000г. и доверителен интервал 85%) и по-голямото максимално ускорение на вертикалната компонента (0.13g, съгласно изследванията проведени със записани реални земетресения, станали в други райони). По-съществени са различията в честотно отношение. Въздействията от локални източници са нископериодични високочестотни. За всички компоненти са изчислени нормализираните спектри на реагиране (спрямо съответното максимално ускорение). Спектрите са скалирани към следните максимални ускорения: за хоризонталните компоненти 0.16g (период на повторяемост 10000г. и 85% доверителен интервал), и за вертикалните компоненти 0.13g.

Като резултат от сеизмичния хазарт са получени и спектрите на реагиране за период на повторяемост 100 (ниво ПЗ) и 10000 години (ниво МРЗ).

Фиг. 1.1.7-6 Обвивен спектър на реагиране от регионални и локални източници за ниво МРЗ за 5% затихване.

Генерирани са трикомпонентни акселерограми от обвивните спектри на реагиране за 5% от критичното затихване с времетраене 61s (за проектния спектър) и 20s (за спектъра от локални земетресения).

Сравнение на изискванията на нормативните документи, действащи по време на преоценката с актуалните нормативни документи

Основният документ, в съответствие с който е извършена преоценката на сеизмичните характеристики на площадката е [Safety Series №50-SG-S1(rev.1) „Earthquakes and Associated Topics in Relation to Nuclear Power Plant Siting", IAEA]. През 2002 г. МААЕ издава [Safety Standards Series № NS-G-3.3 „Evaluation of Seismic Hazards for Nuclear Power Plants"], който го заменя, а през 2010 г. е публикуван [IAEA Safety Standards Series № SSG-9 „Seismic Hazards in Site Evaluation for Nuclear Installations"]. При сравняването на двата документа [IAEA Safety Standards Series № SSG-9 „Seismic Hazards in Site Evaluation for Nuclear Installations"] и този от времето на преоценката [Safety Series No.50-SG-S1(rev.1) „Earthquakes and Associated Topics in Relation to Nuclear Power Plant Siting", IAEA] е установено, че:

- Няма съществени изменения в изискванията към базата от комплексни геоложки, геофизични, геодезични, геоморфоложки, сеизмични, сеизмоложки и др. изследвания, както и към сеизмологичната база данни. Наблюдаваната пространствена картина потвърждава принадлежността на субрегионалната (с радиус 30 km) област около площадката на централата към сеизмично най-спокойните части от територията на България.
  - Описаните стъпки за изпълнение на сеизмичния хазарт са идентични на тези, използвани при преоценката.

- За получаването на спектри на реагиране с еднакъв хазарт в [IAEA Safety Standards Series No. SSG-9 „Seismic Hazards in Site Evaluation for Nuclear Installations"] е препоръчано да се използват хазартните криви с 16, 50 и 84% доверителен интервал. При преоценката са използвани - кривите с 15, 50 и 85% доверителен интервал.
- Закони за затихване – използваните закони са във вида, препоръчан в т.5.6 на [IAEA Safety Standards Series No. SSG-9 „Seismic Hazards in Site Evaluation for Nuclear Installations"]
- В [IAEA Safety Standards Series No. SSG-9 „Seismic Hazards in Site Evaluation for Nuclear Installations"] е дадена подробна дефиниция на сеизмогенериращ разлом (capable fault), която не е включена в [Safety Series No.50-SG-S1(rev.1) „Earthquakes and Associated Topics in Relation to Nuclear Power Plant Siting", IAEA]. Изследванията при извършване на преоценката напълно покриват критериите на [IAEA Safety Standards Series No. SSG-9 „Seismic Hazards in Site Evaluation for Nuclear Installations"] за доказване отсъствието на такива разломи в локалната област.
- Нов момент в [IAEA Safety Standards Series No. SSG-9 „Seismic Hazards in Site Evaluation for Nuclear Installations"] е извършването на деагрегация. Процедурата е разработена, за да се изследва пространствената и магнитудната зависимост на резултатите от анализа на сеизмичния хазарт. Целта е да се определят магнитудите и разстоянията с най-голямо влияние за хазарта за даден период на повторяемост. Резултатът се представя във вид на хистограма, даваща процентния принос на всяка двойка магнитуд-разстояние към сумарния хазарт. Модите на разпределението (двойките с най-голям принос) определят земетресенията с най-голям принос към сумарния хазарт. При извършването на преоценката и последващо допълнително вероятностно определяне на сеизмичното въздействие за целите на ВАБ ["РИ/Д-10 "Вероятностен анализ на безопасността ниво 1 за АЕЦ "Козлодуй", 1995г.] е оценяван приносът на отделните сеизмогенни зони при определяне законите на затихване на ускорението в зависимост от магнитуда и разстоянието. Направеният извод е, че най-значително е влиянието на междинно фокусните земетресения от огнище Вранча. Графично е представено влиянието (в %) на сеизмогенните зони, разделени в три групи: локална област; области, генериращи плитки (корови) земетресения и Вранча (междиннофокусни земетресения) върху сеизмичния хазарт в зависимост от спектралното ускорение за периоди 0.05, 0.1, 0.3, 0.5, 0.8, 1.0 и 1.3 сек. Сеизмичният хазарт е изчислен поотделно за всяка една област, за трите групи поотделно и общо за всички източници. Хазартните криви са представени в графичен и табличен вид за годишна вероятност за надвишение от 10-1 до 10-8 за 15, 50 и 85% доверителен интервал. Представени са и спектри на реагиране с еднакъв хазарт за свободно поле и за кота фундамент за 5% затихване, за годишна вероятност за надвишение от 10-3 до 10-5, за 15, 50 и 85% доверителен интервал.

Така преоценените сеизмични характеристики (1992г.) с допълнителните изследвания (1995г.) покриват изискванията и на актуалния документ [IAEA Safety Standards Series No. SSG-9 „Seismic Hazards in Site Evaluation for Nuclear Installations"].

1.1.7.5 Сеизмичен мониторинг

През юни 1997г. е въведена в експлоатация локалната сеизмична мрежа (ЛСМ) около АЕЦ „Козлодуй". Мрежата е проектирана и изградена под ръководството на Геофизичен Институт на Българска Академия на Науките (през 2010г. ГФИ е обединен с още три звена на БАН и е формиран комплексен Национален Институт по Геофизика, Геодезия и География – НИГГГ, БАН) в съответствие с изискванията и препоръките на МААЕ, представени в актуалните за края на 20^{ти} век документи:

[IAEA-TECDOC-343, 1985. Application of Microearthquake Surveys in Nuclear Power

Plant Sitting. A Technical Document Issued by the IAEA, Vienna];

[Safety Standards №50-C-QA (Rev.1), 1988. Code on Safety of Nuclear Power Plants: Quality Assurance, IAEA, Vienna];

[Final report, 1990. Site Safety Review Mission Kozloduy and Kozloduy NPP. Bulgaria, 11-13 June 1990];

[IAEA, Safety Guide 1991, Earthquakes and Associated Topics in Relation to Nuclear Power Plant Siting, Safety Series № 50-SG-S1 (Rev.1), Vienna].

Изискванията в актуалните документи на МААЕ (напр. [IAEA Safety Guide, 2010. Seismic Hazards in Site Evaluation for Nuclear Installations. Specific Safety Guide №SSG-09, Vienna]) не са в противоречие с тези, заложени в изграждането на ЛСМ.

ЛСМ на АЕЦ „Козлодуй”се състои от 3 независими Сеизмични Станции (СС): ORH-Оряхово, VLD-Вълчедръм, MPE–Мало Пещене, и Център за Данни (ЦД). СС са разположени в и в близост до субрегиона (30km зона) около площадката на централата, а ЦД се намира НИГГГ, БАН.

Основното предназначение на ЛСМ е мониторинг на слабата сеизмичност – микроземетресения, реализирани в близкия регион (с радиус 30km) на АЕЦ „Козлодуй”.

За осъществяване пълноценно функциониране на ЛСМ около АЕЦ „Козлодуй” оборудването й и комуникационните връзки със сеизмичните станции (СС) са многократно модернизирани. През 2007г. СС на ЛСМ са преоборудвана с ново поколение сеизмологични прибори - цифрова апаратура. През 2011г. е осъществена модернизация на комуникационните връзки от СС VLD и СС ORH до ЦД в НИГГГ. Реално времевият пренос на цифровите данни се осъществява чрез комуникационни канали, които директно са включени във VPN мрежата на НИГГГ БАН.

Двадесетитригодишната експлоатация и многократно провежданите изследвания показват, че ЛСМ „Козлодуй”, съвместно със станциите от българската сеизмична мрежа (НОТССИ), осигуряват надеждна регистрация и локализация на слабата сеизмичност в близкия (30km) регион около площадката на АЕЦ “Козлодуй”. ЛСМ повишава сеизмичната сигурност на АЕЦ „Козлодуй” и привежда дейността на централата в съответствие със съвременните, международни стандарти и изисквания към действащи Атомни Централи

1.1.8 Топографски условия

Площадка „Козлодуй” се намира на 3.7km от талвега на река Дунав. При избора на площадка са отчетени актуалните към момента на проучванията, изисквания за избор на площадка. Топография на местността - в морфографско отношение районът на АЕЦ “Козлодуй” е разположен в Ломско-Оряховската подобласт на Дунавската хълмиста равнина, намираща се върху Мизийската платформа. Топографската й повърхнина е с добре изразен общ наклон към север и североизток и има ясно подчертано западно - източно и същевременно паралелно на р.Дунав простиране. Единствено при Западна Стара планина простирането е северозапад - югоизток.

Широките асиметрични долини на реките Лом, Цибрица, Огоста, Скът, Искър и Вит разделят Ломско-Оряховската подобласт на няколко асиметрични между долинни ридове, с полегати, дълги и плоски източни склонове и къси, стръмно спускащи се западни склонове. Асиметрията е ясно изразена чрез размерите на левите и десните водосборни площи на тези реки. Гъстотата на талвеговата им мрежа е 0.5 – 1.0km на 1 km^2. Средногодишния модул на речния отток е 1.5-2.0l/s на 1km^2, а коефициента на годишния речен отток е 10-12% от годишния валеж.

Районът на Западна Стара планина, част от който е в 100km зона на АЕЦ "Козлодуй" се отличава с планински релеф. От север на юг се редуват планините Врачанска (1482m), Козница (1785m), Понор (1475m) и Мала (1234m). Те последователно са разчленени от Дружевската седловина и от дълбоките долини на реките Пробойница и Искрецка.

В северната периферия на Западната Дунавска равнина се наблюдават стръмни и

отчасти трасирани от екзогенни процеси склонови откоси на вододелните ридове. Между тях покрай р. Дунав се простират редица крайбрежни алувиални низини (Видинска, Арчаро-Орсойска, Долно-Цибърска, Козлодуйска и Островска).

В придунавската част се очертават слабо разчленени льосови плата с височина 160 – 180m. Дълбочината на разчленението на релефа е 0.75m/ km^2 с преобладаване 0 – 25m/km^2. Между реките Цибрица, Огоста и Искър платата са по-слабо засегнати от ерозията, те са плоски и ниски, и носят името Златии. В периферията са прорязани от долове дълбоки до 70 m и дълги до 10km. В някои участъци (с. Долна Рикса) те са високи до 260m, а в западната му част достигат до 320-380m. На север и северозапад те се понижават до 160m. Равнищата им се носят от слабо наклонени на североизток миоценски варовици, бронирящи склоновете им.

Разчлененият релеф в района води до нехомогенност в полето на някои чувствителни към характера на местоположението метеорологични елементи, като минималните температури и приземния вятър. В геоморфоложко отношение площадката принадлежи към I-ва незаливаема тераса с абсолютна кота 35.00m, а водните канали – към заливаемата тераса на река Дунав с кота 27.00÷28.00m. Границата между двете тераси е ясно изразена в релефа със стръмен отстъп.

Релефът на двете тераси е спокоен, с колебание в абсолютните коти от 26.00m до 30.00m (за заливаемата тераса) и от 30.00m до 40.00m за незаливаемата тераса. Наблюдава се незначителен наклон в посока на река Дунав.

Ширината на заливаемата тераса достига до 3.5km, а на незаливаемата – 800m. На изток към с. Хърлец теренът плавно се издига до кота 75.00m÷80.00m.

На юг незаливаемата тераса достига до водоразделно плато. В релефа мястото е изразено като стръмен скат. Абсолютната кота на водоразделното плато достига до 95.00m÷105.00m.

Заливаемата тераса има защитна дига откъм река Дунав и дренажни устройства. Терасата се използва за поливно земеделие.

В геоложкия строеж на площадката участват плиоценски отложения от неогена, които навсякъде са покрити от четвъртични отложения.

Незаливаемата тераса под АЕЦ е представена от льосовидни глини и глинесто-песъчливи пластове с мощност 8.0m÷18.0m. Долнището на тези пластове е на кота 21.00m до 25.00m.

Под льосовидните глини заляга водоносен пласт от алувиални дребно- и среднозърнести, и глинести пясъци с мощност 6.0m÷7.0m, кота на долнището 13.00m÷24.00m.

Общата мощност на четвъртичните отложения е 19.0m÷30.0m.

Местните отложения, залягащи под чакълесто-каменисти почви, се отнасят към плиоценски ред на неогенската система. Те са представени от плътни глини с мощност над 100.0m.

Подпочвени води се срещат в долната част на льосовидните глини и алувиални отложения. Те имат хидравлична връзка с водата в река Дунав и нивото им е свързано със сезонни колебания.

По данни от хидро-геоложките проучвания льосовидните глини до нивото на подпочвените води са уплътнени, а под това ниво – деградирали.

Площадката на АЕЦ „Козлодуй", като елемент от целия комплекс на АЕЦ „Козлодуй", се намират в западната част на Мизийската платформа в структурата известна под името Ломска депресия. На север Мизийската платформа граничи с Карпатското ръбно понижение, на запад с Карпатския ороген, а на юг с Балканиадите. Източната граница на платформата не е точно определена, но се предполага, че е в акваторията на Черно море.

На повърхността покривката е от кватернерни седименти с различен произход. Под тях залягат глини, пясъци и варовици от неогенските литостратиграфски единици. В дълбочина,

сондажите южно от градовете Козлодуй и Оряхово преминават много литостратиграфски единици, като най-старите са с триаска възраст.

Варовиковата свита (палеоцен) следва нагоре с постепенен преход над Кайлъшката свита и се покрива с трансгресивен контакт от мергелни варовици (еоцен).

Максимални и минимални абсолютни коти за територията, на която е разположена АЕЦ “Козлодуй”

Местността на площадката е равнинна, със средна надморска височина, вариращa от +28.0m до +36.0m по Балтийската височинна система. От р. Дунав низината и площадката са защитени с дига, достигаща абсолютна кота +30.0m.

Площадката е разположена в незаливаема тераса, с абсолютна кота +35.0m. На север тя граничи с крайдунавската низина. На юг от площадката склона на водоразделното плато е относително висок (100-110m), на запад е около 90m, а на изток е по-нисък и се понижава до 30m над морското равнище.

Наличие на особености на релефа

Като цяло релефът на района на площадката във физикогеографско отношение е характерен за българското поречие на р. Дунав и Дунавската хълмиста равнина.

Разнообразието на ландшафти в разглеждания район е голямо. До 50km от площадката на АЕЦ “Козлодуй” са характерни равнинните ландшафти. С най-големи територии и с най-голямо стопанско значение са ландшафтите на черноземните ливадно-степни равнини и ландшафтите на лесо-степните равнини на льосовите скали. В тези природни ландшафти са настъпили съществени антропогенни промени.

Заблатени участъци

Преди провеждането на инженерни мероприятия през 50-те години, вследствие сезонните колебания на реката и свързаните с тях колебания на нивото на подпочвените води, местността е била заблатена. В по-ниската тераса (кота 25.00m) на Козлодуйската низина е изградена мрежа от второстепенни канали и главен отводнителен канал, събиращ всички води от низината. Той минава покрай студения канал (СК1) и завършва до защитната дига с аванкамера и отводнителна помпена станция. Тази помпена станция работи целогодишно и особено по време на покачване на водните нива в р. Дунав над кота 23.00m. Тя поддържа ниско водно ниво под терена на дълбочина 2-3m от агротехнически съображения, за растеж на самите посеви и растения, и по този начин дренира всички филтрационни води от каналите.

Гори и обработваеми земи

Растителната покривка, в миналото основно ливадно-степна в северната част на района и лесо-степна в южната, е заменена почти изцяло с културна. Горите, които съществуват, са главно покрай реките и по бреговите теренни форми. Природните фактори са изключително благоприятни за земеделие, но понастоящем ландшафтите със земеделски култури, следствие реституцията и приватизацията са в застой. От строителните и промишлени дейности в 30km зона на АЕЦ и на по-рано функционирали предприятия има значителни теренни нарушени площи, някои частично подобрени и рекултивирани.

Природните дадености предопределят района като типичен земеделски, характеризиращ се основно с високопродуктивно зърнопроизводство (зърнено-хлебни и зърнено-фуражни култури), което заема 40% от обработваемата земя. Отглеждат се предимно пшеница, ечемик, царевица. Съществен дял имат някои технически култури - на 20% от обработваемата земя се отглежда слънчоглед и рапица. Зеленчукови и трайни насаждения се отглеждат предимно в частните земеделски стопанства. Ежегодно се произвежда тютюн върху площ от 3000 дка. Животновъдството в района е слабо развито.

Полезни изкопаеми на територията на площадката не са открити. Извън площадката територията се използва за отглеждане на селскостопански култури, лозя, овошки, зеленчуци и отглеждане на животни.

Наблюдаваната зона на българската територия обхваща площ от 1587 хил. дка. Тези

площи са разположени във Врачанска и Монтанска области.

Съгласно статистическите данни разпределението на площите в наблюдаваните 10, 20, 30 и 110km зони за обработваеми земи, гори, скални масиви, реки и водоеми са както следва (таблица 1.1.8-1):

Таблица 1.1.8-1 Площи за обработваеми земи, гори, скални масиви, реки и водоеми

Зона	10km	20km	30km	110km
Обща площ в хил. дка	174	710	1587	21368
в т.ч.				
Обработваема площ	100	406	908	12280
- посевни площи	84	346	774	10468
- многог. плодови	4	15	33	446
- естествени ливади	7	30	67	906
- пасбища	5	15	34	460
Гори, храсти, скални масиви, реки и водоеми	74	304	679	9088

1.1.9 Дълбочина на първия водоносен слой и връзка с повърхностните води

Оценката на състоянието на повърхностните води, е свързана главно с основния източник на промишлено водоснабдяване на централата – р. Дунав, явяваща се и водоприемник на отпадъчните води от обекта. Студеният и топлият канали, които са част от технологичния цикъл за охлаждане на централата свързват централата пряко с р. Дунав. Поради мащабите на използваните води и оттока на р. Дунав всякакви аналози с други български реки са невъзможни.

Естествените локални природни дадености в разглеждания район не са в състояние значимо да въздействат на качествените и количествените характеристики на използваните води. Добре известен факт е, че река Дунав формира своя количествен и качествен отток над българския участък.

Спецификата на разглеждания обект изисква при изготвяне на оценката да се работи с информационната хидроложка и хидрохимична обезпеченост за р.Дунав в прилежащия на АЕЦ “Козлодуй” участък, като се разглеждат и количествените характеристики на използваните от централата води. Досега измерванията за р. Дунав и за оттока в топлия и студен канал на АЕЦ ”Козлодуй” са били независими.

От една страна по международните изисквания за р. Дунав са меродавни характеристиките по талвега на реката. От друга страна за оценка на влиянието на АЕЦ “Козлодуй” върху водите на р. Дунав е необходимо да се изяснят характеристиките в прилежащата към българския бряг водна ивица с определена дължина и широчина на разпространение на водите от топлия канал на централата, чиято струйност е насочена към българския бряг. Поради това е необходимо за оценка състоянието на повърхностните води да се извърши комплексен анализ на наличната информация за качествените характеристика на водите на р. Дунав, както за българския бряг, така и за талвега, и за румънския бряг.

Подпочвени води се срещат в долната част на льосовидните глини и алувиални отложения. Те имат хидравлична връзка с водата в река Дунав и нивото им е свързано със сезонни колебания.

По данни от хидро-геоложките наблюдения, нивото на подпочвените води при водни нива на река Дунав 23.35m е 26.15m на границата между първата незаливна и заливната тераса и 28.16m – в основата на склона на водоразделното плато.

По данни от хидро-геоложките проучвания льосовидните глини до нивото на подпочвените води са уплътнени, а под това ниво – деградирали.

По данни от химичен анализ подпочвените води не са агресивни по отношение на бетона и портландцимента.

Балканската хидрогеоложка област е изградена в структурно-геоложко отношение от Балкан, Същински Предбалкан и Кулска зона. Областта е представена от различни типове води, по характер на вместващите скали – пукнатинни, карстови и порови. Карстовите и пукнатинно-карстовите води са характерни за карбонатните скали, изграждащи една или друга литостратиграфска единица и залягат на по-голяма дълбочина в земните недра – Палеоценска и Варовикова задруги, Кайлъшка и Мездренска свити (сенон-дакски водоносен хоризонт), Каспичанска, Гложенска, Плевенска, Гниленска и Яворецка свити.

За кватернерните алувиални наноси са характерни ненапорните инфилтрационни порови води, което се отнася и за приповърхностните части на Брусарската и Арчарска свити, всред които предимно са не само съвременните речни врезове, но и погребаните речни корита с плейстоценска възраст. В неогенския разрез водонаситените седиментни скали са на по-голяма дълбочина и се характеризират с напорни води. Водоносни са Белослатинската, Арчарската и Брусарската свити, които възходящо са над водоупорните скали на Смирненската свита. Водоносни са и пясъците под Смирненската свита на Фуренската, Димовската и Флорентинската свити, които са включени в глинестите седименти на Криводолската свита.

В хидрогеоложко отношение за постоянно подхранване на водите всред чакълите и пясъците на плейстоцена особено важно значение имат пясъците в обхвата на Арчарската и Брусарската свити. При това от най-голямо значение е Брусарската свита на изток от съвременната долина на р. Цибрица. Тази река спрямо останалите е най-стара за района – обособява се още в края на плиоцена и погребаните й алувилни водонаситени скали са на 2 – 3km на изток от съвременното й корито, контролирано от североизточен разлом.

Около съвременната долина на р. Цибрица и на запад от нея, пясъците са предимно в горните части на Брусарската свита, а на изток присъствието им в разреза й силно се увеличава.

В самата Козлодуйска низина, в обхвата на АЕЦ “Козлодуй”, рохкавите и водонаситени пясъци (до 24m дебелина) са в самото долнище на разреза на Брусарската свита – установени са в някои по дълбоки сондажи и отделянето им се маркира с появата на въглища и черни глини с дебелина до 1m отдолу, а под този “репер” идват пясъците на Арчарската свита (дебелината им достига 16m в горните части на разреза й).

Основният водоносен хоризонт в кватернерния разрез в обхвата на Козлодуйската низина е представен от алувиалните рохкави пясъци и чакъли на плейстоцена и холоцена.

Именно тези водонаситени скали са реалния приемник на потенциалните радиоактивните замърсявания от технологичната дейност на АЕЦ “Козлодуй”. Това налага да се разгледа по-детайлно Козлодуйската низина (една от Крайдунавските низини) и по-конкретно площадката на АЕЦ “Козлодуй, представляваща част от низината.

АЕЦ ”Козлодуй” е разположена между с. Хърлец и гр. Козлодуй. В геоморфоложко отношение централата се намира върху незаливната тераса на р. Дунав, а хидротехническите съоръжения (студения, топлия канал и БПС) върху заливната тераса. Двете тераси оформят Козлодуйската низина.

Релефът на незаливната тераса е равнинен, със средна надморска височина 35 – 40m. Повишаване се наблюдава в югозападната част, където незаливната тераса преминава в ската и тук е границата между нея и водоразделното плато, маркирана със стръмен скатов откос. Повишаване се наблюдава и в северозападната част, като издигането е свързано с процеса на образуване на льосовите отложения в границата на незаливната тераса.

Заливната тераса, където са изградени хидротехническите съоръжения също има равнинен релеф. Средните коти са между 26 и 30m. Границата между двете тераси се маркира с терасен откос с височина 5–6m.

В заливната тераса са изградени и защитни съоръжения (защитни диги), които предпазват Козлодуйската низина от заливане при високи води на р.Дунав. В момента се строи втора защитна дига в близост до централата. Освен това в низината са изградени множество хидромелиоративни съоръжения, включващи отводнителни и напоителни канали.

Основните съоръжения на АЕЦ”Козлодуй” се намират върху незаливната тераса на р. Дунав. Средната кота на земната повърхност за 1 - 4 блокове е 35.00m, а за 5–6 блокове е 36.50m. В литостратиграфско отношение в незаливната тераса отгоре надолу има два слоя:

- първият (горен) е изграден от льосовидни материали (песъчлив льос, глинест льос и льосовидна глина). Той е с по-ниска водопропускливост. В западната и южната му част преобладава песъкливия льос, а в централните части льосът е развит с трите си литоложки разновидности. Дебелината му се изменя от 14-15m до 11-13m и съответно коти от 25-23m до 24-22m;

- вторият (долен) са чакъло-гравийно-песъчливите алувиални наноси, в които е разпространен кватернерния водоносен хоризонт. Дебелината му се изменя от 1-2m до 10-11m, средно 6-7m и съответно коти 17-10m.

При проучвателните работи през 1967-1970г. и 1978-1980г. във връзка с изграждането на ЕП-1 и ЕП-2, в льосовите материали не са били установени подземни води. Сондажите са прокарвани на сухо с ръчни сонди и по този начин точно е било установено, че появата и нивото на подземните води от кватернерния водоносен хоризонт се изменя от 9.60m до 10.50m, съответно коти 26 до 27 и между 10.60 – 12.50m, отговарящо на коти 24.50-22.50m.

Това показва, че водното ниво на подземните води се появява малко над водонаситените чакъли и пясъци в льосовидните материали, така че по своя хидравличен характер водоносният хоризонт представлява един полунапорен водоносен хоризонт. С тази разлика между дълбочините на разпространение на водонаситените скали и появата на водното ниво, косвено се установява и величината на капилярното покачване в льосовидните материали, която се изменя между 1.20m – 1.60m.

Режимните наблюдения и картата с хидроизохипси от направените проучвания показват посока на подхранване от заливната тераса от запад, югозапад към изток, североизток. На запад са и по-високите филтрационни параметри на водоносния хоризонт. Хидравличният градиент в района на площадката е от 0.006 до 0.01.

Кватернерният водоносен хоризонт получава подхранване от няколко места:

- от юг от ската и подльосовите чакъли;
- от запад от заливната тераса при високи водни стоежи на р. Дунав;
- от площната инфилтрация при валежите;
- от дълбочина – от водоносни хоризонти - пясъци на Брусарската свита;
- в местата на пряк контакт с чакълите на водоносния хоризонт.

Дренирането на водоносния хоризонт се осъществява по следния начин:

⇒ дрениране към заливната тераса и към отводнителните канали в нея;

⇒ дрениране към р.Дунав при ниски водни стоежи на реката.

Основни фактори, влияещи на режима на подземните води от кватернерния водоносен хоризонт за Козлодуйската низина са р. Дунав и хидротехническите и хидеомелиоративни съоръжения, изградени в нея. В близост до реката (до 500m) влиянието е най-значително. Изменението на водното ниво на подземните води следва изменението на нивото на реката. С отдалечаване от нея (до 2km) влиянието й постепенно намалява.

На територията на промишлената площадка на АЕЦ”Козлодуй” са просондирани 181 сондажни кладенци, разпределени в три групи - 76 броя на територията на ЕП–1, 52 броя на територията на ЕП–2 и 53 броя в района на ХОГ, ХРАО и варовото стопанство. От тях, по програмата за изследване на подземните води, се вземат годишно над 80 проби, разпределени

приблизително по равно между трите групи.

Този дълъг период на проникване на радионуклиди чрез зоната на аерация до водното ниво на подземните води се потвърждава и от получените стойности за Sr^{90} във взетите водни проби от площадката на АЕЦ”Козлодуй”. Те се изменят от 0.031 до 0.071 Bq/l, при допустима норма от 3.7Bq/l. При директни подземни изпускания на радиоактивни води на площадката на централата, които са ставали на отделни участъци през различните години от експлоатацията й са установени такива локални съдържания, които обаче са многократно по-ниски от нормата. Слабата миграция на радионуклидите в льосовите отложения се потвърждава от локализирането на тези “замърсявания” на отделни места без тяхното разширяване.

Повърхностни води

Извършеният анализ по отделните групи неорганични и органични показатели, характеризиращи състоянието на р. Дунав, на базата на данните от системите за мониторинг, предишните експедиционни изследвания (1989-1996 г.) и проведеният натурен експеримент с катер на АЕЦ "Козлодуй", показва че в участъка от гр. Козлодуй до гр. Оряхово качествените характеристики на водите са стабилни и отговарят на изискванията за III категория (по редица показатели за I и II категория). Локалните влияния от топлия канал на АЕЦ и заустването на отводнителната система не създават съществени изменения във водите на р. Дунав. Колебанията на концентрациите в р. Дунав около топлия канал са многократно под нормите, те са притиснати към българския бряг, надлъжно много бързо затихват поради голямата разреждаща способност на р. Дунав и нямат трайни последствия.

Подземни води

На площадката на АЕЦ всички проби от 181-те сондажни кладенци през периода на проучване имат съдържание на тритий под нормата за питейни води 70000Bq/l. Около 15% от пробите имат обща бета активност в диапазона 0.75Bq/l до 1.5Bq/l, а в отделни случаи са регистрирани по-високи стойности. Изследваните проби показват обща бета активност до 6.45Bq/l и повишено съдържание на тритий. Констатира се наличие/замърсяване на места с нитрати, нитрити, сулфати, амоняк и други в подземните води на площадките на ЕП-1 и ЕП-2.

Подземните води са с повишена минерализация, на места са силно алкални (pH > 10) и в лошо състояние по класификацията на Наредба № 1 от 2000г. (замърсени с желязо, манган и др.). Има повишени стойности на олово в отделни сондажи, но те не превишават екологичния праг.

1.1.10 Демография

На българска територия в зоната с радиус 100km попадат изцяло областите Враца и Монтана и частично областите Видин, Плевен, Ловеч и София. В радиус от 30km от площадката изцяло попадат общините с центрове: Козлодуй, Вълчедръм, Хайредин, Мизия и частично – Оряхово, Бяла Слатина, Борован, Криводол, Бойчиновци и Лом, а в 100km зона – 53 общини, от които 39 изцяло. В румънска територия попадат окръзите – Долж (изцяло), Мехединц, Олт, Телеорман, Вълча. Териториалният обхват на българските административни единици, попадащи в 100km зона около АЕЦ “Козлодуй” е 19967km^2, който е 18.1% от територията на страната. Общо в 100km зона попадат 1 343 населени места, от които 585 в границите на България. Градовете в тази зона наброяват 54, от които 39 са в България. За страната относителният дял на селищата, попадащи в 100km зона, съставлява 11.0% от селищата и 15.2% от градовете.

1.1.10.1 Демографска характеристика на 100 km зона

Разпределение на градовете в 100 km зона

В тази зона попадат 2 града с население над 100 хил. ж. – Плевен (в България) и Крайова (в Румъния). Според преброяванията от 2011 г., гр. Плевен наброява 106 954 ж. и е разположен на 78 km в „изток-югоизточна” (ESE) посока, а гр. Крайова – 243 765 ж., разположен на 63 km в „северна” (S) посока.

В радиус от 100 km от изследваните площадки попадат 54 града (39 в България и 15 в

Румъния). В проучваната зона добре са представени много малките градове (до 10 000 ж.) – 31 града или 57,4%, като в тях живее само 12,2% от градското население. Тези градове са сравнително равномерно разположени на територията на 100 km зона, като 11 от тях са в благоприятната западна посока.

Разпределение на градовете по категории в 100 km зона

Категория		Брой селища	Относителен дял	Население (брой)	Относителен дял
Общо		**54**	**100,0**	**950 173**	**100,0**
Много малки градове	0-9 999	31	57,4	115 856	12,0
Малки градове	10 000-29 999	17	31,5	267 530	28,2
Средни градове	30 000-99 999	4	7,4	216 068	22,7
Големи градове	100 000-199 999	1	1,9	106 954	11,3
Много големи градове	>200 000	1	1,9	243 765	25,7

Разпределение на селата в 100 km зона

В радиус от 100 km попадат 1 289 села (546 в България и 743 в Румъния).

Разпределение на селата (за България) по категории в 100 km зона

Категория		Брой селища	Относителен дял	Население (брой)	Относителен дял
Общо		**546**	**100,0**	**296 609**	**100,0**
Много малки села	0-249	224	41,0	25 693	8,7
Малки села	250-999	227	41,6	120 065	40,5
Средни села	1 000-1 999	80	14,7	111 016	37,4
Големи села	2 000-4 999	15	2,7	39 835	13,4
Много големи села	>5 000	0	0,0	0	0,0

Средната гъстота на селищната мрежа в цялата 100 km зона е 4,3 селища на 100 km^2, която е малко по-ниска от средната за страната – 4,8. От изследваната зона към периферията тя нараства. До 20 km, гъстотата е около 2 пъти по-ниска от средната за зоната. При зоната от 30 до 100 km, гъстотата се доближава до средната за страната.

Общият брой на населението, живеещо в 100 km зона, наброява 1 933 276 души, от които 767 192 души в България (10,4% от населението на страната) и 1 166 084 в Румъния (6,1% от населението на страната).

Броят на населението в 100 km зона намалява. Това е характерно, както за българската, така и за румънската част на зоната. За периода 1977-1985 г. до 2011 г. намалението е значително – около 20%.

Динамика на броя на населението в областите, попадащи в 100km зона около АЕЦ „Козлодуй"

Област	Брой на населението според преброяванията			Нарастване - брой		Относително нарастване - %	
	1977/ 1985 г.	2001/ 2002 г.	2011 г.	2011/ 1977/ 1985г.	2011/ 2001/ 2002г.	2011/ 1977/ 1985г.	2011/ 2001/ 2002г.
Mehedinti	322371	306732	254570	-67801	-52162	-21,0	-17,0
Dolj	750328	734231	618335	-131993	-115896	-17,6	-15,8
Olt	518804	489274	415530	-103274	-73744	-19,9	-15,1
Teleorman	518943	436025	360178	-158765	-75847	-30,6	-17,4
Gorj	348521	387308	334231	-14290	-53077	-4,1	-13,7
Valcea	414241	413247	355320	-58921	-57927	-14,2	-14,0
Arges	631918	652625	591353	-40565	-61272	-6,4	-9,4
Враца	286929	243036	186848	-100081	-56188	-34,9	-23,1
Монтана	222756	182258	148098	-74658	-34160	-33,5	-18,7
Видин	164274	130074	101018	-63256	-29056	-38,5	-22,3
Плевен	362398	311985	269752	-92646	-42233	-25,6	-13,5
Ловеч	204268	169951	141422	-62846	-28529	-30,8	-16,8
Софийска	305230	273240	247489	-57741	-25751	-18,9	-9,4
Общо	5050981	4729986	4024144	-1026837	-705842	-20,3	-14,9

1.1.10.2 Демографска характеристика на 30 km зона

В радиус от 30 km не попадат градове с население над 100 хил. жители. 6 града попадат в 30 km зона. Неблагоприятно за тези градове е, че 4 от тях са разположени в източна посока, към която преобладават ветровете.

Най-близо е разположен гр. Козлодуй (4,3 km), но в благоприятната северозападна посока. В неблагоприятната изток-североизточна посока е разположен гр. Дабулени (с 11 861 ж., на разстояние почти в периферията на 30 km зона (26,5 km).

В 30 km зона попадат 15 от големите села (7 в България и 8 в Румъния). Половината от тях попадат в неблагоприятната източна посока, съвпадаща с посоката на преобладаващите ветрове. В 10 km попадат 4 села, които са на българска територия. В зоната от 10-20 km попадат 23 села (10 в България и 13 в Румъния) и 41 в зоната 20-30 km (27 в България и 14 в Румъния).

Общият брой на населението, живеещо в 30 km зона, е 124 165 човека, от които 64 514 ч. на българска и 59 651 ч. на румънска територия. Динамиката на броя на населението на селищата в 30 km зона е показана на следната таблица.

Динамика на броя на населението в селищата, попадащи в 30 km българска зона

Селище	Брой според преброяванията				Нарастване – бр.		Средногодишно %	
	1985 г.	1992 г.	2001 г.	2011 г.	2011 г./ 1985 г.	2011 г./ 2001 г.	2011 г./ 1985 г.	2011 г./ 2001 г.
Добролево	1420	1307	1077	865	-555	-212	-1.5	-2.0
Малорад	2786	2593	2380	1883	-903	-497	-1.2	-2.1
Сираково	414	396	330	225	-189	-105	-1.8	-3.2
Бяла Слатина	16042	15995	13864	11227	-4815	-2637	-1.2	-1.9
Алтимир	1989	1900	1525	1179	-810	-346	-1.6	-2.3
Бърдарски геран	1459	1292	1078	745	-714	-333	-1.9	-3.1
Галиче	3327	2882	2406	1976	-1351	-430	-1.6	-1.8
Търнава	3370	3184	2875	2366	-1004	-509	-1.1	-1.8
Бутан	4019	3717	3343	2918	-1101	-425	-1.1	-1.3
Гложене	3459	3294	3150	2748	-711	-402	-0.8	-1.3
Козлодуй	12494	13632	14892	13058	564	-1834	0.2	-1.2
Крива бара	713	663	554	397	-316	-157	-1.7	-2.8
Хърлец	2821	2633	2428	2059	-762	-369	-1.0	-1.5
Фурен	609	579	409	251	-358	-158	-2.3	-3.9
Войводово	476	411	360	264	-212	-96	-1.7	-2.7
Крушовица	3050	2633	2193	1712	-1338	-481	-1.7	-2.2
Липница	1421	1212	945	737	-684	-208	-1.9	-22
Мизия	5137	4596	4069	3252	-1885	-817	-1.4	-20
Сараево	118	95	73	44	-74	-29	-2.4	-4.0
Софрониево	3138	2540	1965	1561	-1577	-404	-1.9	-2.1
Галово	690	535	409	277	-413	-132	-2.3	-3.2
Лесковец	1230	1089	876	656	-574	-220	-1.8	-2.5
Оряхово	7326	6767	6107	5031	-2295	-1076	-1.2	-1.8
Остров	2740	2433	2042	1480	-1260	-562	-1.8	-2.8
Селановци	6104	5245	4623	3540	-2564	-1083	-1.6	-2.3
Ботево	225	194	105	81	-144	-24	-2.5	-2.3
Бързина	598	491	399	251	-347	-148	-2.2	-3.7
Манастирище	1934	1755	1515	1067	-867	-448	-1.7	-3.0
Михайлова	1720	1676	1378	1048	-672	-330	-1.5	-2.4

Селище	Брой според преброяванията				Нарастване – бр.		Средногодишно %	
	1985 г.	1992 г.	2001 г.	2011 г.	2011 г./ 1985 г.	2011 г./ 2001 г.	2011 г./ 1985 г.	2011 г./ 2001 г.
Рогозен	1877	1769	1463	1007	-870	-456	-1.8	-3.1
Хайредин	2893	2532	2125	1547	-1346	-578	-1.8	-2.7
Бели брод	566	479	395	233	-328	-157	-2.2	-4.0
Лехчево	2948	2705	2370	1797	-1151	-573	-1.5	-2.4
Ботево	180	127	107	65	-115	-42	-2.5	-3.9
Бъзовец	469	384	267	114	-355	-153	-2.9	-5.7
Вълчедръм	6481	5732	4800	3662	-2819	-1138	-1.7	-2.4
Горни Цибър	950	675	390	196	-754	-194	-3.1	-5.0
Долни Цибър	1498	1535	1576	1586	88	10	0.2	0.1
Златия	2070	1616	1289	870	-1200	-419	-2.2	-3.3
Игнатово	532	443	358	262	-270	-96	-2.0	-2.7
Мокреш	1768	1502	1150	803	-965	-347	-2.1	-3.0
Разград	1638	1366	1092	686	-952	-406	-2.2	-3.7
Септемврийци	1924	1746	1441	1149	-775	-292	-1.5	-2.0
Черни връх	783	732	676	507	-276	-169	-1.4	-2.5
Станево	1006	786	549	341	-665	-208	-2.5	-3.8
Общо за 30 km зона	**118412**	**109868**	**97418**	**77728**	**-40684**	**-19690**	**-1.3**	**-2,0**

В 30 km зона гъстотата на населението е значително по-ниска – 43,9 д./km², защото в нея има малко на брой селища и градове само от категориите малки и най-малки градове .

Естествено движение на населението по зони на отдалеченост в 100 km

Зона	Раждаемост	Смъртност	Естествен прираст	Детска смъртност
0-5 km	8,8	12,2	-3,3	11,3
5-10 km	9,5	18,7	-9,2	15,4
10-20 **km**	8,4	23,6	-15,2	16,2
20-30 **km**	8,3	26,7	-18,4	14,7
30-100 km	8,6	18,3	-9,7	12,1
0-30 km	**8,6**	**22,2**	**-13,6**	**14,5**
0-100 km	**8,6**	**18,7**	**-10,0**	**12,3**
България	**9,5**	**14,6**	**-5,1**	**10,7**

Заселвания. Заселванията в селищата на зоната силно се колебаят по години. Средният интензитет на заселване в 100 km зона за периода 2001-2011 г. е 19,9‰. Той е незначително по-висок от средния за страната – 19,1‰. В 30 km зона интензитетът на заселване е по-нисък – 19,1‰, защото тук има само един притегателен център – гр. Козлодуй, а към основното предприятие АЕЦ „Козлодуй" в последните години не се наблюдава голямо текучество на работна сила.

Изселвания. Изселванията от селищата за периода 2001-2011 г. варират по години в тесни граници. Средният интензитет на изселване в 100 km зона за периода 2001-2011 г. е 25,2‰. Той е с 5,5 пункта по-висок от средния за страната – 19,7‰. В 30 km зона интензитетът на изселване не се различава съществено от 100 km зона, но е малко по-висок – 25,5‰. Изселванията показват известно абсолютно увеличение и са повече от заселванията.

Интензитетът на изселване по зони не показва някакви съществени различия. Той варира в рамките на 1,5 пункта. В териториален аспект, интензитетът на изселване варира в по-тесни граници, отколкото заселванията – от 18,7‰ (Гулянци) до 34,9‰ (Брусарци). Ниският интензитет на изселване при повечето общини от проучваната зона е резултат от изчерпаните демографски ресурси, в резултат от миналите изселвания и застаряването на населението. Общините с нисък интензитет на изселване са разположени основно в периферията на 100 km зона и са относително икономически стабилни. Над средните коефициенти на изселване имат повече от половината общини в изследваната територия. Те са локализирани предимно в западна и южна посока от АЕЦ „Козлодуй". Най-интензивни са изселванията от общините Вълчедръм, Брусарци, Медковец и др.

1.1.10.3 Постоянно живеещо население

Особеност на специфичните фактори, определящи моментния брой на живеещото население в 30km зона е, че те не водят до увеличаване на броя на населението в зоната, а само до неговото преразпределение по населени места или АЕЦ "Козлодуй", за определен период време от денонощието. Това до голяма степен се отнася за ежедневната трудова и социално-битова миграция, териториалната организация на образователния процес и здравеопазването. Изключение от това са ежедневно прехождащите извън 30km зона. Най-голяма концентрация на население има на 3km зона около АЕЦ "Козлодуй". При уточняването на моментния брой на населението е необходимо да се вземе под внимание сменният режим на работа в АЕЦ "Козлодуй", както и характерът на дейността на другите предприятия локализирани в тази зона.

1.1.10.4 Временно живеещо население

Временното население се поделя на две групи:

- продължително пребиваващи граждани - например сезонни жители, студенти;
- кратковременно пребиваващи граждани - например туристи, ежедневни мигранти, случайно преминаващи, спортни и културно-битови мероприятия.

Продължително пребиваващи граждани

Характерът на стопанската дейност в 30km зона около АЕЦ "Козлодуй" не предполага значителна сезонна заетост. Селскостопанската дейност се характеризира с преимуществено развитие на растениевъдството. Преобладават отраслите на зърнопроизводството (пшеница и царевица) и маслодайните култури (производство на слънчоглед). Тези отрасли на селското стопанство се характеризират с висока степен на механизация, поради което не се нуждаят от значителни контингенти работна сила. Както се посочи по-горе в 30km зона около АЕЦ "Козлодуй" и целия регион няма висши учебни заведения, които да привличат продължително пребиваващи лица.

Кратковременно пребиваващи граждани

Броят на тази категория население е много трудно да се установи поради нерегулярния им характер. В 30km зона няма развита рекреационна зона от национално значение.

В 30km зона липсват природни и културно-исторически забележителности с национално значение. Поради това няма изявени туристически обекти. Към кратковременно пребиваващите граждани могат да се отнесат и транзитно преминаващите товарни автомобили през ферибота Оряхово-Бекет. Другата транзитна връзка с Румъния е много отдалечена – Видин-Калафат (ферибот и мост), ще свие товаропотока по направлението гр. Враца – гр. Оряхово. Този контингент е пренебрежимо малък.

На територията попадаща в 30km зона около АЕЦ "Козлодуй" няма изградени големи

спортни съоръжения, респективно и провеждане на спортни мероприятия, в които да участват големи групи от хора.

Регулярни концентрации на хора има по време на седмичните пазари в населените места в определени дни от седмицата, както дните, в които се провежда.

Общи тенденции

Броят на населението в 100km зона намалява. Това е характерно както за българската, така и за румънската част на зоната, като намалението е значително около – 20%. Перспективната промяна в броя на населението, основавана на оценъчните прогнози на ООН за броя на страните до 2050г., показва че броят на населението на България ще намалее с около 20%, а на Румъния с 13,5%, която прогноза може да се отнесе респективно и за площадката.

В регионален план се наблюдава следната закономерност – намаляването е по-силно с отдалечаването от АЕЦ “Козлодуй”. Това е резултат на постепенното отслабване на благотворното икономическо и социално влияние на АЕЦ. По-осезателно е влиянието на АЕЦ “Козлодуй” в 30km зона, където се осъществява интензивна ежедневна трудова миграция.

В цялата 100km зона относително стабилен е броят на населението само на гр. Козлодуй. Спрямо 1985г. броят на населението му е нараснал незначително, но спрямо преброяванията от 1992г. и 2001г. той е намалял и според преброяването от 2011г. наброява 25000 жит. а през 2016г. е 19000 жит. При останалите селища се наблюдава процес на депопулация с различна интензивност.

Основни изводи за демографските характеристики

Въз основа на извършените изследвания и направения анализ могат да се направят следните констатации и изводи:

- Демографският потенциал в 100km, респективно 30km зона около площадката на АЕЦ “Козлодуй” е нисък;
- В 100km около АЕЦ “Козлодуй броят на населението през 2011г. е около 1.933 млн. души, от които на българската територия е 767 хил. д., а в Румъния 1.166 млн. д.;
- В 30km зона поради рядката селищна мрежа и липсата на големи градове, броят на населението е много малък – 124 хил. д. (64.5 хил. д. на българска територия и 59.5хил. д. в румънска);
- Средната гъстота на населението в 100km зона е 61.5 д./km² и 43.9д./km² за 30km зона;
- В радиус от 100km са разположени 1289 населени места (546 в България и 743 в Румъния), а в радиус от 30km - 74 населени места (42 в България и 32 в Румъния);
- В 100km зона броят на градовете е 54 града (15 в Румъния) а в 30km – 6 (2 в Румъния);
- В 30km наблюдавана зона около АЕЦ има 45 населени места, от които 4 са градове, а останалите 41 са села;
- Преобладават много малките села (54.8% от всички села) и много малките градове (57.4% от всички градове);
- Най-големи населени места в 100km зона са: гр. Крайова (244 хил. д.) и Плевен (107 хил. д.), но те са разположени извън 30km зона;
- В 30km зона най-големи населени места са: гр. Козлодуй (19 хил. жит.), гр. Оряхово (5 хил. жит.), а на румънска територия – Дабулени (12 хил. ж.) и Бекет (3.4 хил. жт.);
- Гъстота на селищната мрежа в 30km зона е много по-ниска от средната за България и 100km зона.

Населението на българска територия, около площадката на АЕЦ “Козлодуй”, се отличава с ниски възпроизводствени възможности, поради ниската раждаемост и високата смъртност, които формират и отрицателния естествен прираст. Решаващ принос за това има застарялата възрастова структура на населението и селското население, при което репродуктивните контингенти са малко.

1.1.11 Данни за населението в зоната за превантивни защитни мерки *(ЗПЗМ)*

Зоната за превантивни защитни мерки на АЕЦ Козлодуй е от 2.7- 3km. Най-голяма концентрация на население има на 3km зона около АЕЦ “Козлодуй”. При уточняването на моментния брой на населението е необходимо да се вземе под внимание сменният режим на работа в АЕЦ “Козлодуй”, както и характерът на дейността на другите предприятия локализирани в тази зона.

Основната част от ЗПЗМ на централата обхваща земеделски земи от прилежащия район. На север от АЕЦ това са земи от местността “Блатото”, в заливната тераса на реката, част от които след изграждане на отводнителна мрежа не се заблатяват и са използваеми. На изток земите са в първа незаливна тераса на реката и по-високите тераси. Непосредствено до оградата на АЕЦ "Козлодуй" е стопанският двор на бившето ДЗС, който се използва от строително-монтажни фирми и е складова база. В южна посока в границите на ЗПЗМ попада зеления пояс на бреговия участък и земите върху льосовото плато, а на запад освен земеделски земи има линейни обекти, комуникации, топлопровод и др. Секторът, отличаващ се с най-гъста населеност е северозападния сегмент на зоната 0-5km – 2660 д./km², където е разположен гр. Козлодуй, а ако секторът се ограничи от зоната 3-5km, тя нараства на 4 150 д./km².

В настоящата част на доклада са развити здравно-хигиенните аспекти на влиянието на АЕЦ "Козлодуй" в общините и населените места в района на потенциално възможното влияние на централата, определен от териториалното им разположение, разстоянието до обекта, характерната роза на ветровете по сезони и др. Същевременно за по-ясна идентификация на района е направена териториална връзка със зоните за аварийно планиране – главно ЗПЗМ (3km) и 30km зона. Освен това частично са засегнати в анализа някои по-отдалечени населени места – Плевен, Лом, Монтана, Враца. С отделни примери за сравнение са дадени някои показатели за населени места от други райони на страната - Белене, Ямбол, Бургас и др.

Обща характеристика на зоните на влияние на АЕЦ "Козлодуй" – обекти на здравна защита

Общата характеристика на зоната на влияние е представена най-пълно за територията на община Козлодуй, в която изцяло попада ЗПЗМ (Зона № 2 за аварийно планиране). В необходимата степен за целите на ОВОС са характеризирани териториите на общини, попадаща в 30km зона (Зона № 3 за аварийно планиране), разположени в североизточната част на област Монтана и северната половина на Врачанска област, а именно:

- Козлодуй, Мизия и Хайредин - изцяло;
- Вълчедръм - без с.Черен връх;
- Оряхово - без селата Горни Вадин и Долни Вадин;
- Бяла Слатина - 1/3 от територията й;
- Борован - около 1/5 от територията й;
- Бойчиновци - около 1/5 от територията й;
- Лом - само с. Станево.

Общините Козлодуй, Мизия, Хайредин, Оряхово, Бяла Слатина и Борован административно са към Врачанска област, а Бойчиновци, Вълчедръм и Лом към област Монтана. Общият брой на населените места е 43, от тях 39 села и 4 града с население 73121 души.

Общата площ на зоната е около 1579 km^2 (планиметрична върху карта в М 1:200 000, ВТС, 1990). Площта изчислена по данни на общините и чрез допълнително планиметриране на съответните участъци от тях, е около 1610 km^2. Най-обширна територия в зоната заема община Вълчедръм - 366 km^2. Основната част от тези земи са от земеделския фонд - от 82.82 % за Бяла Слатина до 91.08% за Вълчедръм. В таблица 1.1.11-1 са дадени Демографски данни в 30km зона на влияние на АЕЦ "Козлодуй".

Таблица 1.1.11-1 Демографски данни в 30km зона на влияние на АЕЦ "Козлодуй" [19]

№	Община	Общо за общината			От тях в 30 km зона		
		Селища бр.	жители бр.	гъстота km^2	селища бр.	жители бр.	гъстота km^2
1.	Козлодуй	5	24481	87	5	24481	87
2.	Мизия	6	10161	49	6	10161	49
3.	Хайредин	6	7236	39	6	7236	39
4.	Вълчедръм	11	13737	32	10	-	-
5.	Оряхово	7	17454	53	5	16409	67
6.	Бяла Слатина	16	34952	61	4	8621	51
7.	Борован	-	-	-	4	-	-
8.	Бойчиновци	13	12850	41	2	2886	45
9.	Лом	10	37218	124	1	558	17
	ОБЩО :	74	158089	-	43	70352	-

Всички населени места в зоната са електрифицирани и водоснабдени, имат изградени телеграфо-пощенски и телефонни мрежи и чрез ретранслатори са осигурени с радио и телевизия. През 90-те години тук са развити значителен брой промишлени малки и средни предприятия, предимно от хранително-вкусовата, местна и кооперативна, шивашка и трикотажна промишленост, и няколко големи предприятия от целулозно-хартиената промишленост, машиностроенето и др. Понастоящем броят на промишлените предприятия е силно редуциран. Освен АЕЦ "Козлодуй" друго голямо промишлено предприятие в района няма. Останалите предприятия са главно от обслужващата сфера и са съсредоточени основно в градовете.

Добивната промишленост е представена от кариера "Валята". Източно от централата от коритото на р. Дунав, посредством драга се добиват инертни материали (чакъл и пясък). На около 11km южно от централата в землището на с. Бутан, съществува находище за природен газ.

Основен поминък за населението в зоната е земеделието. През 1991 г. само 28 % от заетите лица са били заангажирани в промишлеността. Останалите са работели в селското стопанство. Със закриването и ликвидирането на основни производствени звена и технологии в промишлеността и селското стопанство заетостта на населението е намаляла силно и безработицата е изключително висока.

В община Козлодуй са включени 5 населени места - гр. Козлодуй и селата Хърлец, Гложене, Бутан и Крива бара. Плътността на населението е неравномерна. Средно за общината тя е 87.4 души/km^2, а за гр. Козлодуй 80-100 души/km^2. Демографското развитие в община Козлодуй е твърде специфично и същевременно характерно за подобни селища с изградени големи промишлени мощности. От една страна миграцията на част от населението (обичайна за земеделските райони) към големите градове в случая от селата към гр.Козлодуй, а от друга нарастването на общия брой на населението в резултат на прииждане от вътрешността на страната на строителни работници и специалисти за изграждането и обслужването на АЕЦ "Козлодуй" са факторите определящи спецификата на населението. Колебанията в броя на населението могат да се свържат евентуално с етапите на изграждане на централата и рязкото спадане на селскостопанското производство през 1991-1992г. Въпреки тези колебания населението на община Козлодуй нараства за периода 1975 - 1999г. общо с 1831 души. Броят на жителите на общината понастоящем почти се покрива с прогнозата на КНИПТУГА за 2000-та година (24341 жители). Не се реализират обаче прогнозите за селата. Миграционните процеси оказват влияние и на демографските показатели – раждаемостта е по-

ниска от средната за страната, естественият прираст на населението в района е отрицателен и др. Разпределенията по показателите пол, трудоспособност и възраст са дадени в табл.1.1.11-2.

Таблица 1.1.11-2 Население в община Козлодуй - по пол и трудоспособност

Населено място	Общо	Мъже	Жени	Подтрудоспособни	Трудоспособни	Надтрудоспособни
Козлодуй	14862	7529	7333	3650	8855	2357
Хърлец	2389	1197	1192	499	1174	716
Гложене	3258	1613	1645	703	1642	913
Бутан	3594	1758	1836	670	1755	1169
Крива Бара	607	301	306	71	239	297
Общо:	24710	12398	12312	5593	13665	5452

Разпределението на населението по 5-годишни възрастови интервали е показано в таблица 1.1.11-3 по-долу. От данните се вижда, че застаряването на населението в изследваните зони около АЕЦ "Козлодуй" е по-силно от средното за страната. Изключение прави зоната 0-5km, където е разположен само гр. Козлодуй. При него има концентрация на население във възрастовия диапазон 35-54г., което е свързано с експлоатацията на централата (привличане на специалисти от други части на страната). По-нисък е относителният дял на населението на възраст над 55г., което се обяснява с изселванията към други части на страната след пенсиониране (обикновено завръщане по родните места).

В изследваните зони не се наблюдават съществени диспропорции между зоните и спрямо страната. Изключение прави образователната група 7-18г., относителният дял, на която е по-висок от този за страната. Най-висок е този дял в зоната 0-5km, където е гр. Козлодуй, в който са концентрирани различни училища.

Таблица 1.1.11-3 Възрастова структура на населението по зони на отдалеченост в 100 km зона

Зона	0-5 km	5-10 km	10-20 km	20-30 km	30-100 km	0-30 km	0-100 km	България
Общо	13058	8103	15100	28253	702472	64514	766986	7364570
0-4	566	354	628	1158	30482	2706	33188	343163
5-9	610	411	719	1304	30402	3044	33446	316643
10-14	800	471	739	1409	31549	3419	34968	315466
15-19	833	445	771	1474	36618	3523	40141	377585
20-24	708	472	693	1330	35628	3203	38831	488807
25-29	711	468	685	1244	37991	3108	41099	491088
30-34	929	509	866	1391	42489	3695	46184	533945
35-39	1148	544	935	1571	47596	4198	51794	545332
40-44	1403	563	1014	1653	47827	4633	52460	513814
45-49	1236	579	868	1570	46228	4253	50481	495672
50-54	1040	585	951	1628	49064	4204	53268	516851
55-59	883	548	1116	1806	51849	4353	56202	523827
60-64	695	598	1350	2516	60086	5159	65245	540980

Зона	0-5 km	5-10 km	10-20 km	20-30 km	30-100 km	0-30 km	0-100 km	България
Общо	13058	8103	15100	28253	702472	64514	766986	7364570
65-69	445	485	1037	2178	46191	4145	50336	415431
70+г.	1051	1071	2728	6021	108472	10871	119343	945966

Трудоспособните възрастови групи са показани в Таблица 1.1.11-4. Населението в под трудоспособна възраст обхваща диапазона 0-15г., в трудоспособна – 16-64г. и над трудоспособна 65г. и повече години. Зависимостите между относителните дялове на под трудоспособна и в трудоспособна възраст с отстоянието от ядрената централа са право пропорционални, а тези в над трудоспособна – обратнопропорционални. Това е резултат от поддържането в продължително време на постоянна раждаемост, привличане на трудоспособно население и по-слабата степен на застаряване. Възрастовата зависимост в зоната 0-10 km е много ниска.

Таблица 1.1.11-4 Разпределение на населението по трудоспособни възрастови групи по зони на отдалеченост в 100 km зона около АЕЦ "Козлодуй"

Зона	Общо	0-15	16-64	65+
0-5 km	13058	2121	9441	1496
5-10 km	8103	1312	5235	1556
10-20 km	15100	2214	9121	3765
20-30 km	28253	4153	15901	8199
30-100 km	702472	99137	448672	154663
0-30 km	64514	9800	39698	15016
0-100 km	766986	108937	488370	169679
България	766986	108937	488370	169679

Концентрацията на население в под трудоспособна възраст е локализирано предимно в югоизточна посока, а най-малките относителни дялове в общините разположени в западната периферия. Най-младо е населението на общините с центрове областни градове, както и община Козлодуй, а най-застаряло в много от общините разположени в западна посока. В таблица 1.1.11-5 е дадено естественото движение на населението по зони на отдалеченост от АЕЦ „Козлодуй" (в %).

Таблица 1.1.11-5 Естествено движение на населението по зони на отдалеченост в 100km зона около АЕЦ „Козлодуй" (в %)

Зона	Раждаемост	Смъртност	Естествен прираст	Детска смъртност
0-5 km	8.8	12.2	-3.3	11.3
5-10 km	9.5	18.7	-9.2	15.4
10-20 km	8.4	23.6	-15.2	16.2
20-30 km	8.3	26.7	-18.4	14.7
30-100 km	8.6	18.3	-9.7	12.1
0-30 km	8.6	22.2	13.6	14.5
0-100 km	8.6	18.7	-10.0	12.3
България	9.5	14.6	-5.1	10.7

1.2 План на разполагане на АЕЦ

Атомната електроцентрала “Козлодуй” е изградена в северозападна България, на десния бряг на р. Дунав до гр. Козлодуй. Отстои по права линия на 120km и по шосе на 200km от гр. София (фиг. 1.1.1-1). Географските координати на площадката в приближение са: 43º 44′ 48,4″ северна ширина и 23º 46′ 9,2″ източна дължина (координата на центъра на зоната за превантивна защита). В зона с радиус 30km около площадката влизат общини с центрове: Козлодуй, Вълчедръм, Хайредин, Мизия (изцяло) и Лом, Бяла Слатина, Оряхово (частично). В 30-километровата зона на площадката влиза и слабо населена част от територията на Румъния - 12 села. Близки населени места са: гр. Козлодуй на 2.6km югозападно, с. Хърлец на 3.5km югоизточно, с. Гложене на 4.0km югоизточно, гр. Мизия на 6.0km югоизточно, с. Бутан на 8.4km южно, гр. Оряхово отстои на 8.4km източно от площадката.

Площта на цялата площадка е около 3.2km^2, а заедно с каналите за циркулационно и техническо водоснабдяване достига 5.2km^2. Главните корпуси със спомагателните сгради на блокове 5 и 6 на АЕЦ “Козлодуй”- са разположени на площ 1.2km^2.

Техногенни условия за разполагане на АЕЦ

Определяне на източниците с техногенен характер

В 30-километровата зона на АЕЦ “Козлодуй”, включително и на територията на Румъния, липсват значими промишлени предприятия, граждански летища, военни летища и полигони, значими складове/депа за експлозивни течности и газове. В зоната са разположени 6 на брой летателни площадки, използвани периодично от селскостопанската авиация.

Може да се обобщи, че характерът на промишлеността и инфраструктурата в района са с липсваща или преобладаващо ниска степен на рисково въздействие върху площадката.

Потенциални източници на инциденти в промишлеността

В 12-километровата зона на площадка АЕЦ “Козлодуй” влизат:

- Газово находище до с. Бутан;
- Има две бензиностанции и една газостанция.

Потенциални източници на инциденти в транспорта

- Инцидент с сухопътно или водно превозно средство натоварено с експлозив;
- Авиационен трафик в 30-километровата зона;
- Речен транспорт по р. Дунав;
- Гражданско въздухоплаване (въведени ограничения);
- Военни летища и въздухоплаване (няма в района на АЕЦ);
- Селскостопанска авиация (не се използва в района на АЕЦ);
- Железопътен транспорт: АЕЦ не е свързана с републиканската железопътна мрежа, прекратена е експлоатацията на теснолинейката към гр. Оряхово;
- Автомобилен шосеен транспорт.

Потенциални източници на инциденти в специални съоръжения

- Военни обекти (няма в района);
- Продуктопроводи (няма в района);
- Мини и кариери (няма в района);
- Хидротехнически съоръжения (разгледани при анализа на наводненията).

Потенциални източници на инциденти, свързани с екология и др.

- Атмосферен въздух;
- Повърхностни води;
- Радиационно състояние на околната среда.

1.2.1 Анализ на техногенните източници

Съгласно международно приетата практика анализа но техногенните източници се

извършва въз основа на два метода. Първият метод по своята същност е анализ и определяне на тъй нареченото ”избрано разстояние" за всяко събитие. Това е най-малкото разстояние между източника на събитието и АЕЦ, при което ще бъде застрашена площадката при възникване на събитието.

Следвайки този метод ако източник, група източници или пълен набор източници са разположени извън примерното разстояние, те може да бъдат изключени от набора фактори влияещи върху безопасността на АЕЦ. Някои от страните членки на МААЕ са възприели следните примерни разстояния за:

- Падане на самолет - 10km;
- Взрив - 5 до 10km;
- Облаци експлозивна смес - 8 до 10km;
- Пожар - 1 до 2km.

Вторият метод е приложим, когато може да бъде определена вероятността за реализация на избраното опасно събитие. Величината на вероятността, до която даденото опасно събитие може да бъде отчитано в проекта на АЕЦ (т.е. не влияе върху безопасността й) се нарича ниво на отбор по вероятност.

Автомобилен транспорт

Основната шосейната мрежа в 30-километровата зона е предимно второкласна и добре маркирана. Последната положителна промяна в конфигурацията на пътно-шосейната мрежа в непосредствена близост до АЕЦ “Козлодуй” изнася между-селищния пътнически и товарен транспорт, който не обслужва непосредствено АЕЦ (пътят, свързващ гр. Козлодуй със с. Хърлец), по паралелен път южно от АЕЦ.

В района на АЕЦ “Козлодуй” и площадката се превозват товари от различен характер, включително химически материали и реагенти, бензин, дизел, смазочни материали, което предпоставя възможност за комбинация от източници на: а) взрив, б) изхвърляне на взривоопасни, възпламеняващи, токсични пари, газове и аерозоли в атмосферата, и д) пожар. Въпреки това, всички възможни автопроизшествия имат локално въздействие и не могат да предизвикат инициирането на авариен процес на територията на АЕЦ.

Гъстотата на пътната мрежа в 12-километровата зона (142km) е много по-ниска, както в сравнение с гъстотата на тази мрежа в общините от 30km зона (В Мизия тя е 337km, в Оряхово е 229km, в Хайредин е 212km на 1000km^2), така и в сравнение със средната за страната (380km на 1000 km^2).

Експлозии на сухопътни превозни средства

Конфигурацията на пътно-транспортната мрежа, свързана с площадката на АЕЦ “Козлодуй” включва, на първо място, второкласните пътища от републиканската пътна мрежа II–15 “Враца – Мизия” и II-11, който минава покрай р. Дунав и най-близко АЕЦ “Козлодуй” от южна посока. Пътят II–11 включва новоизградената отсечка с дължина 5km, която отклонява товаро- и пътнико-потока на юг от площадката на централата. Този път създава условия за взривна опасност от превозно средство, тъй като по него се движат всички видове превозни средства, включително бензиновозите, които зареждат бензиностанциите и резервоарите в зоната за превантивни действия на АЕЦ “Козлодуй”. Освен път II-11, достъп до АЕЦ позволява съществуващия обиколен път на площадката от север с дължина около 7km и ширина 9.0m, който свързва АЕЦ с пристанище “Козлодуй”, както и пътя “Хърлец – Валята” с дължина 3km, който също има връзка с обиколния път на площадката от север.

В таблицата 1.2.1-1 по долу е дадено динамичното налягане във фронта на взривната вълна при хипотетичен взрив на камион с 23t еквивалентно ТНТ.

Таблица 1.2.1-1 Динамично налягане във фронта на взривната вълна при хипотетичен взрив на камион с 23t еквивалентно ТНТ [13]

Камион W=23 t					
L, m	**Δpm, kPa**	**L, m**	**Δpm, kPa**	**L, m**	**Δpm, kPa**
100	66.84	1100	2.41	2200	1.15
200	20.45	1200	2.19	2400	1.05
300	11.43	1300	2.01	2600	0.97
400	7.85	1400	1.86	2800	0.90
500	5.95	1500	1.72	3000	0.83
600	4.79	1600	1.61	3250	0.77
700	4.00	1700	1.51	3500	0.71
800	3.44	1800	1.42	3750	0.66
900	3.01	1900	1.34	4000	0.62
1000	2.68	2000	1.27	4500	0.55

Резултатите показват, че на разстояние над 300m от източника на взрива, пораженията върху сградите и хората са несъществени.

Железопътен транспорт

Няма отношение. Експлоатацията на ж.п. линията Червен бряг - Оряхово е прекратена.

Речен транспорт

Плавателната част на река Дунав обхваща 85km. Фарватерът на реката минава северно, на около 3km от АЕЦ. Средният навигационен период по реката е 344 дни в годината. Ведомственото пристанище на централата се намира след бреговата помпена станция на р. Дунав, по посока на течението на реката. На него има портален кран за разтоварване на машините и съоръженията, докарвани с шлепове или други плавателни съдове. Пристанище АЕЦ “Козлодуй” обслужва само централата за доставка на оборудване, свежо ядрено гориво и извозване на отработило ядрено гориво. До пристанище АЕЦ “Козлодуй” функционира и частно пристанище за конвенционални товари. Функционира и фериботна връзка Оряхово - Бекет. Корабоплаването по реката се осъществява в съответствие с Конвенция, подписана от 8 крайдунавски държави. По реката пътуват и военни и патрулни катери.

Поради отдалечеността си от площадката на АЕЦ “Козлодуй” (корабоплаването се извършва по главното русло на река Дунав, речни инциденти, свързани с експлозии не могат да инициират авариен процес на площадката на АЕЦ “Козлодуй”.

Хидротехнически съоръжения

Този вид източник е потенциално опасен с евентуална висока вълна и повишаване на водното ниво на площадката на АЕЦ „Козлодуй”. Единственото изкуствено водохранилище в 30- километровата зона, което може да бъде потенциална заплаха за АЕЦ Козлодуй е язовир “Шишманов вал”, който е отдалечен на 7 до 9km от централата. В 30km зона на АЕЦ „Козлодуй” няма големи язовири, които представляват опасност за централата. Сравнително малката надморска височина и наклонът на релефа на румънския бряг също не дават възможност за образуване на опасни за централата надморски вълни.

Във водосборната зона на река Дунав и притоците й нагоре по нейното течение са изградени множество изкуствени водохранилища. В началото на долния участък между Сърбия и Румъния се намира най-големият хидровъзел по напор и обем на водохранилището на реката - “Железни врата”. В процес на планиране и с очаквано построяване са хидровъзлите „Никопол – Турну Магурели” и „Силистра - Калъраш”. През септември 2011г. правителствата на Румъния и България подписаха меморандум с цел съвместна реализация на двата хидроенергийни

проекта на река Дунав. Потенциалното влияние на хидро възел „Никопол - Турно Магуреле” е взето в предвид в основния проект при определянето на котата на площадката на АЕЦ „Козлодуй”. Също така е оценено при проведените стрес тестове през 2011г.

При аварии на хидротехническите съоръжения максималните водни нива достигат при площадката до кота +34.26m по БВС. Строителната площадка е изградена на кота +35.50m, а при главният корпус тя е +36.00m.

Кариери и свлачища

Добивната промишленост е представена от кариера “Валята” източно от площадката на брега на р. Дунав. Добиват се инертни материали от коритото на реката. Не се употребяват взривни материали. В района на площадката не са наблюдавани свлачища и други подобни процеси с локален характер.

Бензиностанции в гр. Козлодуй

Възможните ефекти, съпровождащи взривяване на една от бензиностанциите са пренебрежимо малки за да предизвикат инициираме на аварийно събитие на площадката на АЕЦ “Козлодуй”. В 12km зона около АЕЦ „Козлодуй” се намират две бензиностанции и една газстанция. На територията на АЕЦ „Козлодуй” се намира една безиностанция.

Промишлени предприятия

Промишлената структура в 30-километровата зона на АЕЦ „Козлодуй” се характеризира от 28 малки и средни предприятия (МСП) според дефиницията на “Commission Recommendation COM 96/261/EC final” от 3 април 1996 година. Големите предприятия са съсредоточени изключително в зоната за превантивни защитни мерки на АЕЦ „Козлодуй”. По-голямата част от предприятията (24 на брой) принадлежат към малките предприятия – предприятия с по-малко от 50 заети лица. Едва 7 предприятия принадлежат към средните – предприятия с по-малко от 250 заети лица. В 30-километровата зона на АЕЦ „Козлодуй” се намират и две предприятия на ДП РАО- Цех за намаляване на размерите и дезактивация (ЦНРД) и Инсталация за плазмено изгаряне на РАО.

Складове и депа за взривоопасни течности и газове

В 30km зона на АЕЦ „Козлодуй” няма складове и депа за взривоопасни течности и газове, с изключени на тези разположени на съществуващата площадка на АЕЦ „Козлодуй”. На територията на АЕЦ „Козлодуй” се намира и една безиностанция. Изключение правят бензиностанциите и газо-станциите изградени в гр. Козлодуй.

Мини и кариери

В 30km зона на АЕЦ „Козлодуй” няма функциониращи мини и кариери. Полезни изкопаеми са добивани в землищата на гр. Мизия, община Мизия, област Враца и селата Бърдарски геран, община Бяла Слатина, област Враца и Сираково, община Борован, област Враца.

Горски масиви

Горските масиви могат да бъдат потенциални източници и причинители на външни пожари за централата. В 30km зона горският фонд съставлява много нисък процент (средно 3.18%) от общата площ на землищата. Най-големият по площ горски фонд (19131.35km^2) в тази зона представлява този в с. Фурен, община Криводол, област Враца – 4.48% от площта на землището на селото. В 5-километровата зона около площадката горският фонд заема по-нисък дял от средния за 30-километровата зона (2.5%). Най-голям по площ (1506.53km^2) в 5 километровата зона е горският фонд в землището на с. Хърлец, община Козлодуй, област Враца, но и той представлява едва 3.19% от площта на землището.

Складове за боеприпаси

В 30km зона на АЕЦ „Козлодуй” няма складове и депа за боеприпаси.

Полигони за борба с градушките

В 30-километровата зона на АЕЦ „Козлодуй” се намират 15 полигона за изстрелване на

ракети за борба с градушките, които представляват потенциална директна или косвена опасност В най- голяма близост до площадката на АЕЦ се намират две площадки: с. Крушовица, община Мизия, област Враца и с. Бутан, община Козлодуй. По оценка на изпълнителна агенция „Борба с градушките”, МЗХ полигоните се използват епизодично.

Замърсяване на околната среда

Съгласно измерванията на замърсеността на атмосферния въздух в Козлодуй в района на площадката, проведени от бившия КОПС при МС, замърсяването е малко. Данните за радиационната обстановка в околността на площадката и съдържанието на радионуклиди в хранителната верига до човека позволяват да се заключи, че радиационния статус на хората, работещи в централата не е застрашен от радиационното въздействие в резултат на човешката дейност извън АЕЦ.

От резултатите на проучените данни за състоянието на атмосферния въздух, повърхностните води и радиационното състояние на околната среда в района очертават площадка АЕЦ “Козлодуй” като благоприятна в екологично отношение [6].

1.2.2 Външни въздействия от техногенен произход

В таблицата по долу е даден списък на възможните външни въздействия от техногенен произход върху площадката на АЕЦ Козлодуй.

Наименование на явлението	Източник	Въздействие	Честота на реализация	Количествени стойности, параметри и характеристики на въздействията.
Падане на летателен апарат и други летящи предмети	Гражданска авиация	Няма опасност за площадката.	Не се е случвало до сега. Изчислена вероятност по-малко от 1.10-6 1/год	Херметичната обвивка и Реакторно отделение са изчислени за удар на самолет с тегло 10 тона и със скорост 750 km/h
Пожар по външни причини	Обекти, описани следващия подраздел	Няма опасност за площадката.	Не се е случвало до сега. Изчислена вероятност по-малко от 1.10-6 1/год	Локални въздействия, не може да окаже влияние върху АЕЦ
Взривове на обекта	Възможен взрив на преминаващ камион или шлеп, натоварен с взривно вещество	Няма опасност за площадката.	Не се е случвало до сега.	Локални въздействия, не може да окаже влияние върху АЕЦ
Скъсване на водохранили-щата по р. Дунав.	Наводнение от високата вълна.	Няма опасност за площадката.	Не се е случвало до сега.	Високата вълна прелива през защитните диги на низината.

Наименование на явлението	Източник	Въздействие	Честота на реализация	Количествени стойности, параметри и характеристики на въздействията.
Изхвърляне на корозионни течности в повърхностните и почвените води	КЦХ “Техарт” - гр.Мизия, завод “Хидком” - гр.Оряхово, и химкомбината “Химко” - Враца	Няма опасност за площадката.	Предприятията понастоящем не функционират	Локални въздействия, не може да окаже влияние върху АЕЦ
Изхвърляне на взривоопасни, възпламеняващи, токсични пари, газове и аерозоли в атмосферата	Няма работещи в близост до АЕЦ “Козлодуй” предприятия, които да служат за източник	Няма опасност за площадката.	Предприятията понастоящем не функционират	Локални въздействия, не може да окаже влияние върху АЕЦ
Катастрофални ветрове. Урагани, смерч	Ураганни ветрове	Няма опасност за площадката.	Не се е случвало до сега. Изчислена вероятност 9,177.10-6/год.	максимална скорост на вятъра - 380 km/h (105 m/s)
Вятър с висока скорост	Ветрови вълни по р. Дунав и каналите.	Няма опасност за площадката.	Не е имало до сега скорости на вятъра повече от 30 м/сек.	Ветрови вълни, натоварващи стени и откоси.
Замръзване на р. Дунав. Ледоход по р. Дунав.	Статично натоварване на съоръженията. Удар на леда в съоръженията.	На Брегова помпена станция (БПС)1,2 и 3	Рядко, през 3÷5 год.	Запушване на главното русло на реката и прелива-не на водата през оградните диги.
Екстремно ниски води в р. Дунав Q<1500м3/s	Ниски нива за помпите на БПС1,2и3	Няма опасност за площадката	Не се е случвало за 30 г. – по време на експлоатацията.	Не може да се подава необходимото водно количество за охлаждане.
Рискове от пожар в отделни сгради и помещения на площадката	Горими материали в сградата или помещението	Има опасност за сградата или помещението	Специфични данни от експлоатационния опит – локални събития	Извършен анализ на опасността от пожар в рамките на програмата за модернизация
Рискове от наводнения в отделни сгради и помещения на площадката	Системи и компоненти в сградата или помещението, съдържащи вода	Има опасност за сградата или помещението	Специфични данни от експлоатационния опит – локални събития	Извършен анализ на риска от наводнения в рамките на програмата за модернизация

В следващия подраздел е представено подробно описание за всяко от външните въздействия.

1.2.2.1 Методи за прогнозиране на характеристиките и параметрите на външните въздействия от техногенен произход

За предварителна оценка на причинените от човека събития се използват основно два метода. Този подход позволява да се елиминират тези източници, които няма да бъдат разглеждани за в бъдеще. Предварителният скрининг може да бъде проведен чрез използуване на:

- Скрининг на разстоянието (CP);
- Скрининг на нивото на вероятност (CHB).

Чрез съответни анализи е възможно да се избере стойност на CP за съответен тип източник, над която ефекта от такъв източник може да се пренебрегне. Вторият критерии за скрининг CHB се базира на вероятността за поява, която представлява годишната вероятност за поява на събития с потенциални радиологични последици. Инициращи събития с вероятност на поява по-ниска от CHB следва да бъдат пренебрегвани в по-нататъшните разглеждания. В следващите части по долу са дадени резултатите от оценката на въздействията на източници с техногенен произход.

Падане на летателен апарат и други летящи предмети

Най-близкото до АЕЦ "Козлодуй" функциониращо международно гражданско и военно летище се намира на 63km северно от централата и на 7km източно от град Крайова в Румъния.

Най-близко гражданско летище в България, което не функционира в момента, е в гр. Видин на около 80km. На 51km по въздушна линия от АЕЦ Козлодуй, близо до село Ерден, община Бойчиновци, област Монтана, се намира единствената функционираща частна летателна площадка, която предоставя възможности за спортно летене и парашутизъм. Покритието е трева с размери 700 на 25 метра. Максимално тегло на самолетите, използващи летището – 5700kg. В 100-километровата зона на АЕЦ „Козлодуй" функционира само едно военно летище „Долна Митрополия – LBPL" край гр. Долна Митрополия, община Долна Митрополия, област Плевен, което се намира на 68km по въздушна линия от АЕЦ "Козлодуй". На около 50 km от площадката на АЕЦ "Козлодуй" в село Габровница, община Монтана, област Монтана, се намира бивше военно летище, което в момента не се използва. В 100-километровата зона на АЕЦ "Козлодуй" съществуват 29 летища, повечето от които обслужват селскостопанската авиация, а някои се използват за спортни цели. От тях в 30- километровата зона и в непосредствена близост до нея се намират 6 площадки, които се използват епизодично виж таблица 1.2.2.1-1.

Таблица 1.2.2.1-1 Отдалеченост на селскостопанските летища до площадката

Терени, определени за използване като летища в 30km зона				
Летищен терен				Разстояние до площадка в km
№	Населено място	Община	Област	
1	гр. Бяла Слатина	Бяла Слатина (VRC08)	VRC	30.19
2	с. Гложене	Козлодуй (VRC20)	VRC	3.60
3	с. Хърлец	Козлодуй (VRC20)	VRC	3.41
4	с. Селановци	Оряхово (VRC31)	VRC	15.42
5	гр. Вълчедръм	Вълчедръм (MON11)	MON	26.82
6	с. Златия	Вълчедръм (MOH11)	MON	20.25

Пожар по външни причини

Потенциално опасни източници на пожар могат да бъдат:

- Горски масиви – в района на АЕЦ "Козлодуй" няма горски масиви, централата е заобиколена от обработваеми селскостопански земи;
- Складове с взривоопасни вещества (твърди, течни и газообразни) – като такива могат да се разглеждат бензиностанциите, които са достатъчно отдалечени от АЕЦ "Козлодуй";
- Магистрални нефто и газопроводи – в района на АЕЦ "Козлодуй" няма магистрални нефто и газопроводи;
- Железопътни, автомобилни и речни транспортни средства;
- Летища, линии за въздушни съобщения и прелети -в района на АЕЦ "Козлодуй" няма такива;
- Жилищни комплекси – най-близките големи жилищни комплекси се намират в гр. Козлодуй на около 7km. от площадката;
- Промишлени предприятия – в близост до АЕЦ "Козлодуй" няма големи промишлени предприятия.

Въз основа на проведените анализи и оценки на въздействието на събития, предизвикващи пожари извън площадката на АЕЦ "Козлодуй", основните източници на пожари са:

- Автомобилни транспортни средства, движещи се по пътищата около АЕЦ "Козлодуй";
- Пожар на речни транспортни средства;

Резултатите от анализите, могат да са е обобщят както следва:

- Вероятностите за появата на събитието пожар от тези източници са много ниски по-малко от 1.10-6 1/год.
- Последствията от въздействието на основните източници на пожари извън площадката на АЕЦ "Козлодуй" са незначителни върху площадката и съоръженията на нея следователно не влияят върху безопасността на блоковете.

Взривове на обекта

Взрив на газове от находището в с. Бутан

Друг възможен източник на взрив е тръбопровода за пренос на природен газ до с. Бутан. Средното разстояние между този потенциален източник и площадката на АЕЦ "Козлодуй" в разглеждания район е 15km.

Въздушните течения в района на Бутан са по поречието на р. Огоста. В такъв случай евентуален облак газопаровъздушна смес би се движил по реката към устието и. Поради това, вероятността да се реализира опасно приближаване на такъв облак към площадката на АЕЦ "Козлодуй" е много ниска.

Мазутно-маслено стопанство на ЕП-2

На територията на мазутно-маслено стопанство (ММС) са разположени 25 броя резервоари на трансформаторно и турбинно масло, като 19 от тях са разположени в площта на обваловката и шест са извън нея. Общо количество на съхранявани течности 177m^3, като най-големият резервоар е с обем 60m^3. В ММС е разположен и един бак за дизелово гориво с обем 100m^3. Съществуват още два резервоара за мазут, но те са изведени от експлоатация и не представляват опасност за възникване на авария или пожар. Всички резервоари са стоманени без топлоизолация. Резервоарите от No 1 до No 8 са вертикални цилиндрични, а останалите – хоризонтални цилиндрични. Тези съоръжения могат да доведат до топлинно натоварване върху околните сгради вследствие на пожар при запалване на течностите в тях. Според проведените анализи това въздействие ще е силно ограничено и не представлява фактор застрашаващ безопасноста на АЕЦ "Козлодуй".

Нафтено-маслено стопанство на ЕП-2

Нафтено-масленото стопанство на ЕП-2 се състои от 16броя резервоари на дизелово гориво и масла, в които се съхраняват 600m^3 масла (14резервоара) и 2000m^3 дизелово гориво

(2 резервоара). Всички резервоари са стоманени, вертикални, цилиндрични, без топлоизолация. Тези съоръжения могат да доведат до топлинно натоварване върху околните сгради вследствие на пожар при запалване на течностите в тях. Според проведените анализи това въздействие ще е силно ограничено и не представлява фактор застрашаващ безопасността на АЕЦ “Козлодуй”.

Ресиверна площадка на ЕП2

На площадката са монтирани 26 броя ресивери за водород и 6 броя ресивери за азот. Ресиверите представляват вертикални цилиндрични съдове с обем 20m^3, диаметър 2.5m и височина 5.72m. Ресиверът се състои от цилиндрична част със заварени към нея елиптични дъна. Всеки ресивер съдържа 14.5kg водород под налягане 0.8MPa.

Съгласно анализите свръхналягането, което ще се породи във фроната на ВУВ при най-тежкия разглеждан сценарий на авария в ресиверна площадка (разхерметизиране на подвеждащи тръбопроводи от ЕП-2 и детонационен взрив) на 60m от взрива ще е под 5kPa и практически не носи опасност за конструкциите, разположени на площадката.

Изтичане на водород в електролизерната станция на ЕП-2

При изтичане на водород в електролизерната станция би могло да се запълни един обем от максимум 75m^3. Това е по-малък обем от съхранявания на ресиверната площадка. Разстоянието от електролизерната станция до най-близките разглеждани обекти (РО и ДГС-2) е около 270m. Това разстояние е сравнимо с разстоянието между ресиверна площадка и РО и е по-голямо от разстоянията на други потенциални източници до разглежданите сгради. Освен това, електролизерната станция е така разположена, че между нея и РО има други сгради, които ще отслабят силата на взрива. Сградата на електролизерната станция е масивна и също ще погаси част от енергията на евентуален взрив. Това са основанията да се заключи, че сценарият на взрив на водород в електролизерната станция не е меродавен и не се разглежда.

Скъсване на естествени или изкуствени водохранилища Водохранилища по р. Дунав над гр. Козлодуй

Естествени водохранилища в района на АЕЦ “Козлодуй” няма. Изкуствени водохранилища са построени по р. Дунав и притоците й.

В долния участък на р. Дунав са изградени 2 хидровъзела ХЕК “Железни врата I” и ХЕК “Железни врата II”.

От 1981г. е в експлоатация ХЕК “Железни врата I”. Хидровъзелът му е изграден на km 943.000 по километража на р. Дунав. Независимо, че е разположен на около 256km над площадката на АЕЦ ”Козлодуй”, той е главният обект, който определя хидравличния режим на реката. Основните технически показатели на хидрокомплекса са:

- максимална кота на завиряване 69.50m в нивелачна система Адриатическо море;
- максимален напор 34.50m, а среден – 27.17m;
- обем на водохранилището W=2.4x109 m3 с дължина над 270km;
- p=0.01% Q=22 360m3/s;
- p=0.1% Q=19300m3/s;
- ВЕЦ-ът работи с максимално водно количество около 10 000m3/s;
- за Q=15 400m3/s, водното ниво при хидровъзела е 63.00m, обусловено от приетия план на експлоатация.

ХЕК “Железни врата II” е в експлоатация от 1987г. и се намира на km 863+000 по километража на р. Дунав или на около 176km над площадката. Размерите на този хидрокомплекс са малки в сравнение с тези на ХЕК “Железни врата I” и той сам не е в състояние да създаде критично положение по р. Дунав. Характерните параметри на хидрокомплекса са:

- кота на завиряване 41.00 в Адриатическа система;
- максимален напор около 7m;
- обем на водохранилището W=0.8x109 m3 и L=80km;

- ВЕЦ-ът е оразмерен за Q=8700 m3/s

Водните нива и водни количества в река Дунав в района на площадката на АЕЦ Козлодуй, които биха се реализирали при разрушаване на основните водозадържащи съоръжения на ХЕК Железни врата I и Железни врата II са били обект на няколко изследвания в различни периоди от време.

В Таблица 1.2.2.1-2 са показани преоценените стойностите на водните нива при km 691.00 при водни количества 10000m^3/s и 15000m^3/s без преливане през предпазните диги.

Таблица 1.2.2.1-2 Водни нива според оценката от 1991-1993г.

Етап	Случай	АЕЦ "Козлодуй" km 691.000	
		ВН (m)	Qmax (m^3/s)
Без преливане	$Q_{Дунав}$=10 000 m^3/s	31.78	23 450

При анализа на резултатите се вижда, че екстремните стойности на водните нива и водните количества се различават, но не съществено. Причината, независимо от голямата разлика във водните количества е в изпълнявания при работата на централите план на експлоатация, съгласно който ВЕЦ " Железни врата I " подържа значително по ниско горно водно ниво при базисно водно количество 15000m^3/s – 63m (при 10000m^3/s подържаното ниво е 70m). Очевидно в този случай масите вода, които формират катастрофалната вълна ще бъдат значително по-малки, а от там се получават и по-малки повишения на нивата и увеличаване на водните количества.

Режимни наблюдения върху водните нива на р. Дунав и оразмерителни водни нива и количества

В участъка на р. Дунав, в близост до площадката на АЕЦ "Козлодуй", са разположени следните хидрометрични станции и водоотчетни постове, чиито наблюдения са използвани за оценка на нивата и водните количества. (Таблица 1.2.2.1-3):

- ХМС при гр. Лом – km 743,300 – открит 01.01.1911г.;
- ВП при гр. Козлодуй – km 703,500 – открит 01.01.1937г. и закрит през 1985г. Водомерната рейка е монтирана на кейовата стена на пристанището. Участъкът на реката над станцията е праволинеен, под нея коритото силно се разширява и е осеяно с острови. Дъното на реката при станцията е непостоянно, вследствие на акумулацията на голямо количество наноси;
- ХМС при гр. Оряхово – km 678.00 – открит 1924г. Водомерната рейка е монтирана на понтонния мост на пристанището Участъкът на реката при станцията е праволинеен. Дъното е песъкливо, с чакълеста основа и не е подложено на особени деформации. Този пост отчита притока на р. Жиу, вливаща се при km 691.5;
- ВП БПС-1 при km 687.0 – открит 1980г. За нуждите на експлоатацията на централата, при БПС-1, 2, 3 е организиран водомерен пост, с редовни наблюдения на водните строежи.

Максималната скорост на течението на реката е около 2.5m/s (9km/h), а наклонът на речното легло, в участъка на разглежданите площадки, е около 0.04‰. В пределите на разглеждания участък на реката са разположени остров Копаница (701.5km – 690.5km, с ширина до 1km и дължина около 11km), разделящ реката на два ръкава и остров. Козлодуй, който е вторият по големина български остров в река Дунав. Последният е отделен от брега чрез речен ръкав, широк около 200m. Площта му е 6.1km^2, дължината му е 11.7km, а широчината му е от 0.5 до 1.2km. Издига се на 3-4m над реката. Ниските части на острова се заливат при високи речни води. Изграден е от чакълесто-песъчливи речни наноси, с дебелина 15-20m. По този начин се формират три ръкава: десен – между българския бряг и остров Козлодуй; среден – между двата острова; ляв – между о. Копаница и румънския бряг. При абсолютни коти над 28m се формира единно речно русло. Водохващането и отвеждането на

отработената вода на Техническото водоснабдяването на съществуващата централа АЕЦ “Козлодуй” се осъществява от основния ръкав на реката срещу km 687.

Таблица 1.2.2.1-3 Основни данни за водомерните постове в района на площадката на централата

2	ХМС	Разстоя-ние от устието	Площ на водосборния басейн	Кота нула на рейката по Черном. с-ма	Кота нула на рейката по Балтийска с-ма	Открита през
-	-	km	km^z	m	m	-
1	Лом	743.3	588860	22.89	22.65	1911
2	Козлодуй	703.5	592500	22.00	21.77	1937
3	ВП БПС 1**	687.0			19.98	1980
4	Оряхово	678.0	607260	21.56	21.34	1924

* навсякъде в оценките са приети котите на рейките по Балтийската височинна система

** ВП – водомерен пост

В зоната на участъка на централата няма съществени десни притоци (р. Огоста се зауства в р. Дунав при km 684.700), от левите притоци по-съществен може да се отбележи р. Жиу, която зауства в р. Дунав при km 691.400. Средно многогодишно нейният приток в главната река се оценява на около 90m^3/s. (ок. 1.5%) от общото водно количество на главната река. Други, по-съществени приточни маси в района на централата не постъпват, за да променят обема и режима на речния отток на главната река.

Подхранване и режим на оттока на р. Дунав

Река Дунав събира водите си от обширен водосборен басейн, разположен в природни области, характеризиращи се с различни хидроклиматични условия. В горното течение преобладава снежното и снежно-дъждовно подхранване, доминирано от алпийските притоци на реката. В средното си течение Дунав приема най-значителните си притоци като Драва, Тиса, Сава, Тимиш и др., които са с подчертано дъждовно-снежно подхранване и изразено пролетно пълноводие. В долното си течение, реката вече има изграден отточен режим, който сравнително слабо се трансформира от по-пълноводните румънски и по-маловодни български притоци. След 1970 г., с влизането в експлоатация на ХЕК „Железни врата” 1 и 2, се наблюдава известно засилване на зарегулираността на речния отток, изразяваща се главно в „гасене на пролетните пикове” и преразпределяне на формиращите се високи води в следващите месеци. Трябва да се отчете и фактът, че водохранилищата от ХЕК Железни врата” 1 и 2 нямат голям обем и не могат да играят значителна регулираща функция. Изграждането на това хидротехническо съоръжение обаче, по мнението на редица специалисти, играе съществена роля в изменението на естествените ерозионни процеси в реката, транспортирането и акумулирането на наносите, преоформянето на бреговете. Това в по-голяма степен се отнася до високия и на много места, неустойчив, свлачищен български бряг.

Водни стоежи (нива) на река Дунав

За анализ и оценка на водните нива (наблюдавани и прогнозни) на реката в участъка на АЕЦ „Козлодуй” са изследвани достатъчно продължителни и актуални периоди за избраните три створа, представени в Таблица 1.2.2.1-4.

Таблица 1.2.2.1-4 Створове, за които са извършени разчети, анализ и оценка на съответните водни нива

№	ХМС	Разстояние от устието	Период на наблюдение
-	-	km	години
1	**Лом**	743.3	1921-2012
2	**Козлодуй***	703.5	закрита 1985
3	**ВП БПС** 1"	687.0	1980-2011
4	**Оряхово**	678.0	1931-2012

*ХМС Козлодуй не се изследва поради нейното закриване;

**ВП – водомерен пост.

Изменението и колебанията на водните нива на р. Дунав са повлияни от условията и факторите за формиране и режима на речния отток във водосбора на реката. Формирането на водния отток, в долното течение на р. Дунав се обуславя от годишния цикъл на натрупване, трансформация и разходване на валежите в горното и средно течение, както и от режима на валежите в долнодунавския участък на водосбора на реката. От съществено значение са ежегодното формиране и последващо разходване на влагозапасите, акумулирани в снежната покривка, режимът и обемът на пролетните и летни валежи във водосбора, термичният режим на въздуха в отделните участъци. Направеният анализ на месечното разпределение на средните водни стоежи в избраните пунктове показва, че най- високи средни месечни водни нива се наблюдават през пролетните месеци.

С най-голяма честота на регистриране на максимални водни нива във ВП БПС-1 са месеците април, май и март – с общо 75% от случаите, а минималните водни нива са характерни за периода август – ноември, с общо над 81% от случаите. Макар и рядко, абсолютни максимални и минимални водни стоежи се наблюдават и в други месеци, но техният относителен дял е малък. На базата на представителни извадки за водните стоежи на р. Дунав, отчетени в ХМС Оряхово и ВП БПС-1 при km 687.0, са изчислени стойностите на екстремални водни нива с обезпечености от 99–90% и от 0.01–1%.

След предварителната оценка на редиците от максимални и минимални водни стоежи и нива на р. Дунав при Оряхово и при km 687.0 (БПС-1), за същите са построени емпиричните криви на разпределение и подбрани най-подходящите аналитични криви на разпределение, за да бъдат получени стойностите на водните нива с различни вероятности за реализация.

Таблица 1.2.2.1-5 Максимални водни стоежи (m) при ВП 687.0km АЕЦ "Козлодуй" при естествен режим [19]

Обезпе-ченост	Три парам. разпределение* основно			Лог-нормално** оценъчно	Биномиално разпределение*** оценъчно
P%	Доверителен интервал			Доверителен интервал	Доверителен интервал
	50%	95%	5%	50%	50%
0.01	32.46	33.52	31.4	32.47	32.42
0.1	31.54	32.43	30.65	31.58	31.57
0.5	30.9	31.67	30.13	30.91	30.92
1	30.57	31.28	29.86	30.57	30.61
5	29.68	30.2^	29.15	29.7	29.73
10	29.24	29.73	28.75	29.27	29.29

* по ТКО по гама трипараметрично разпределение

** по ТКО по логнормално разпределение

*** по ТКО по биномиално Пирсън III

Таблица 1.2.2.1-6 Минимални водни стоежи (m) при ВП 687.0km АЕЦ "Козлодуй" при естествен режим [19]

Обезпе-ченост	Три парам.разпределение* основно			Лог-нормално** оценъчно
P%	Доверителен интервал			Доверителен интервал
	50%	95%	5%	50%
90	21,20	21,46	20,94	21,20
95	21,04	21,33	20,75	21,03
97	20,95	21,27	20,63	20,90
99	20,79	21,16	20,42	20,67
99.9	20,54	21,00	20,08	20,28

* по ТКО по гама трипараметрично разпределение

** по ТНО по логнормално разпределение

Водни количества в река Дунав

За построяване на ключовата крива при створа на площадката на АЕЦ "Козлодуй" е използвана хидрометричната информация от ВП-Оряхово за периода 1946-1986г. За пренасянето и построяването на ключовата крива в створа на площадката е използван хидравличният наклон в участъка на ВП-Оряхово – 687km и корелационната зависимост между наблюдавани абсолютни коти водни нива и съответните наблюдавани водни стоежи при ВП-Оряхово

Средномногогодишният отток при km 687.00 за периода 1980-2011г., е определен на 5 586m^3/s при Cv=0.152. Вариабилността на средния годишен отток е ниска и в значителна степен корелира с коефициента на вариация на оттока в съседни створове. Ниската стойност на този показател показва за определена изравненост водните количества.

Максималните и минимални водни количества при km 687,0, с различна обезпеченост, са определени като се отчитат данните за периода 1980-2011 г.

Покачване нивото на р. Дунав вследствие разрушаването на хидровъзли по река Дунав

Водните нива и водни количества в река Дунав в района на площадката на АЕЦ Козлодуй, които биха се реализирали при разрушаване на основните водозадържащи съоръжения на ХЕК "Железни врата I" и "Железни врата II" са били обект на няколко изследвания в различни периоди от време.

Като основен вариант, катастрофалната вълна се наслагва върху базисно водно количество Q0=10000m^3/s. Предполага се, че в момент t=0 се разрушава внезапно и пълно стената на ВЕЦ "Железни врата I". В момента на достигане на техническия фронт до ВЕЦ "Железни врата II" се разрушава и втората централа.

При отсъствие на ХТК Никопол-Турну Магуреле максималното водно ниво при площадката на АЕЦ "Козлодуй" при наличие на катастрофална вълна при разрушаване на ХЕК "Железни врата I" и "Железни врата II" нивото се покачва до 32.53m. Това ниво се установява 28 часа и 20минути след предполагаемото разрушаване на ХЕК "Железни врата I" и "Железни врата II" и трае 2 часа. Това ниво е идентично с нивата при естествена висока вълна и е с вероятност за надвишение 0.0001.

Максималното ниво на катастрофалната вълна съчетано с екстремни валежи и ветрова

вълна е 32.93m.

Котата на площадката на АЕЦ Козлодуй е 35.00m.

Язовир „Шишманов вал"

Язовир „Шишманов вал" е построен за обезпечаване с вода на Напоителна система (НС) „Шишманов вал". НС е разположена основно в Козлодуйската низина, като граничи на север с р. Дунав, на изток и юг с р. Огоста и на запад с канал М-2. Системата е изграждана в периода от 1963 до 1969г. Основен водоизточник за напояване на системата е р. Дунав. Водата се взема чрез плаваща помпена станция "Аспарухов вал" - 1. Новата плаваща помпена станция е построена през 1989 г. Тя е оразмерена за водно количество Q= 3.80m^3/s, H= 71m.

При евентуално скъсване на язовирната стена водите от язовира ще потекат по „Бередже дере" и ще залеят низината западно от площадката на АЕЦ „Козлодуй". В зависимост от начина и бързината на скъсване, водите от язовира ще образуват вълна с височина 5-8m. Тази вълна ще се разлее на голяма площ и ще предизвика наводнение в участъка между ТК-2 и гр. Козлодуй. Ако приемем, че се изпуска максималното водно количество 2 885 600m^3 може да се пресметне, че нивото на водата няма да надвиши кота 25.50m.

При теоретично приемане, че обемът на завиряване е максималният ограничен (81106m^3), то реално използваемият обем е 6 990 000m^3 (мъртъв обем – 1 110 000m^3). При изпускане на това количество вода от язовира се очаква основните поражения от наводняване да бъдат по-скоро в града.

Наводняването на низината северозападно от площадката на АЕЦ Козлодуй, експертно оценено няма да превиши кота 29.00m, т.е. достигнатите нива са съществено по ниски от тези в река Дунав при скъсване на ХЕК Железни врата 1 и 2.

Изхвърляне на корозионни течности в повърхностните и подпочвените води

Корозионно активни течности могат да бъдат изхвърлени от промишлени предприятия. Най- големите предприятия в околността на АЕЦ “Козлодуй” са били КЦХ “Техарт” в гр. Мизия (на около 15km от площадката на АЕЦ “Козлодуй”), завода за подемно транспортна техника “Хидком” в гр. Оряхово (отдалечен на около 20km) и химкомбината “Химко” във Враца (на около 100km от АЕЦ “Козлодуй”). През последните 10 години големите промишлени предприятия прекратиха работата си.

Изхвърляне на взривоопасни, възпламеняващи, токсични пари, газове и аерозоли в атмосферата

В радиус 50km около АЕЦ няма промишлено предприятие или друг източник, който да причини изпускане на взривоопасни, възпламеняващи, токсични пари, газове и аерозоли, които попадайки в атмосферата да повлияят върху безопасността на АЕЦ. Поради това, риска от такива събития не се анализира.

Падане на летателен апарат

По отношение на въздействието „Удар на самолет” може да се разглеждат два основни типа въздействие – инцидентно падане на самолет на територията на централата и злоумишлено целенасочено направление на летателен апарат към определено съоръжение на площадката на централата. Настоящия отчет се фокусира върху определянето на параметрите на инцидентно падане на самолет върху площадката.

Пожари

Направената оценка на възможните пожари от техногенен произход не идентифицира потенциални източници с параметри на топлинно натоварване, които да повлияят върху сгради, съоръжения и КСК на площадката на АЕЦ, включително и върху елементи използвани за реализация на авариини действия в границата на зоната за превантивни защитни мерки.

Взрив

При систематичния преглед на потенциалните източници на експлозия на територията на площадката на АЕЦ Козлодуй и такива от автомобилен, речен и тръбопроводен транспорт не

са идентифицирани потенциални източници на значителни стойности на налягане на ВУВ, които да са достатъчно близо до площадката.

1.2.3 Здания, съоръжения, строителни конструкции, основи и фундаменти

В тази глава са разгледани сградите, в които са разположени системи, оборудване и компоненти, важни за безопасността на блок 5. За сградите и съоръженията, които не са важни за безопасността от таблица 1.2.3-1 е представено само кратко описание.

Таблица 1.2.3-1 – Класификация по безопасност на сградите и съоръженията

№	Строителни конструкции	Клас по безопасност	Сеизмична категория
1.	Реакторно отделение (РО)	2-Н	1
-	Стоманена вентилационна тръба на РО	3-Н	2
2.	Машинна зала	4-Н	3
3.	Дизелгенераторни станции (ДГС)	3-О	1
4.	Кабелни канали между РО и ДГС	3-О	1
5.	Спецкорпус 3	-	-
5.1	Блок "Ремонтни работилници"	3-Н	2
5.2	Санитарно битов блок	3-Н	2
5.3	Спецводоочистка	3-Н	2
5.4	Хранилище за течни радиоактивни отпадъци	3-Н	1
6.	Естакада между РО и Спецкорпус-3	3-Н	2
7.	Съоръжения за техническо водоснабдяване	-	-
7.1	Брегова помпена станция	3-Н	2
7.2	Циркулационна помпена станция - 3 (ЦПС-3)	4-Н	3
7.3	Канали за охлаждаща вода	4-Н	3
8.	Бризгални басейни	3-О	1
9.	Хранилище за РАО – Цех за преработка	3-Н	2
10.	Резервоари за запас на химически обезсолена вода	4-Н	3

Класификацията по безопасност е съгласно критериите на НП-001-15 "Общие положения обеспечения безопасности атомных станций".

Сеизмичната категория е определена по критериите на НП-031-01 "Нормы проектирование сеисмостойких атомных станций".

1.2.3.1 Реакторно отделение

1.2.3.1.1 Предназначени и компановка

Компановката на Реакторно отделение е разработена при отчитане на всички основни принципи за осигуряване на защитата на персонала, населението и околната среда от радиационното въздействие, общоприети в международната практика при проектирането на АЕЦ и отразени в документите на МААЕ INSAG - 3, INSAG - 10 и др.

Реакторно отделение се състои от херметична зона, в която е разположен реактора и

оборудването на I контур, защитена от херметична черупка и обстройка (помещения, в които е разположено оборудването на отделните спомагателни системи и системите за безопасност).

Технологичните помещения на реакторно отделение са компановани с отчитане на производствения процес и на опасността от радиационно замърсяване. Реакторно отделение е разделено на две зони: "контролирана зона" – включваща всички помещения, където е възможно да има радиоактивно замърсяване и зона със "свободен достъп" – всички останали помещения. Помещенията от контролираната зона от своя страна се разделят на категории в зависимост от радиоактивното замърсяване - обслужвани, полуобслужвани и необслужвани.

В четирите ъгъла на реакторно отделение са разположени клетки със стълби и асансьори. В цилиндричната част на черупката е разположена вертикална шахта за комуникация. Стълбищни клетки 1 и 2 осигуряват достъп до помещенията на зоната със "свободен достъп", а стълбищни клетки 3 и 4 – до помещенията в контролираната зона. По време на работа на блока херметичната зона е затворена за достъп. Персонал в нея се допуска по график с дозиметричен наряд, за оглед на оборудването на първи контур при работа на мощност и съгласно "Инструкция за експлоатация на оборудване първи контур".

Достъпът до контролираните зони на блокове 5 и 6 се осъществява през санитарен пропуск, разположен в СК-3 и през пешеходна естакада, свързваща спецкорпуса със сградите на Реакторните отделения на блокове 5 и 6. На кота 0.00m на четирите стълбищни клетки има аварийни изходи, които са нормално затворени. Разрез на сградата в реакторно отделение е даден на фигура 1.2.3.1-1.

Фиг. 1.2.3.1-1 Разрез на сградата на реакторно отделение

Зона със “свободен режим” на реакторно отделение

В зоната със “свободен режим” е разположено основно електротехническо оборудване и оборудване за контрол и управление, което няма контакт с радиоактивни замърсители. Помещенията, в които е разположено електротехническо оборудване, КИП и оборудване на системите за безопасност се намират от различни страни на сградата – южна, северна и източна. По този начин се изключва възможността за едновременното им разрушаване при външно въздействие. Помещенията на всеки канал за безопасност са отделени чрез противопожарни стени с пожароустойчивост не-по-малка от 1.5 часа. Кабелите за захранване и управление на оборудването са положени в кабелни помещения и шахти, които са снабдени с противопожарна защита и сигнализация при пожар.

На кота +6.60m се намира блочният щит за управление (БЩУ), а на кота -4.20m – резервният щит за управление (РЩУ). От БЩУ се извършва контрол на състоянието на реактора, управлението на реакторната инсталация и на всички технологични системи на енергоблока в режим на нормална експлоатация, при нарушение на режима на нормална експлоатация и аварии. РЩУ е предназначен за спиране на блока, разхлаждане на реакторната установка и поддържане на реакторната установка в разхладено подкритично състояние при повреда на БЩУ.

Контролираната зона на реакторно отделение

В контролираната зона е разположено технологичното оборудване на спомагателните системи на реактора, на системите за безопасност и системите за вентилация и охлаждане (тръбопроводи, помпи, вентилатори, топлообменници, арматури, филтри, датчици и др.).

При разполагане на оборудването в помещенията са спазени принципите на физическо разделяне – оборудването от всеки канал на система за безопасност е разположено в отделно помещение. Резервираното оборудване на системите за нормална експлоатация, важни за безопасността също е разположено в отделни помещения.

Помещенията, в които има оборудване и тръбопроводи, работещи с високо налягане са снабдени с херметични врати, предназначени да задържат водата или парата при евентуално изтичане в рамките на помещението. Вентилацията на тези помещения се осъществява през специални клапани, които се затварят от собствената си тежест при повишаване на налягането вътре в помещението.

По този начин в проекта са реализирани мерки за локализиране на авария и физическо разделяне.

Помещенията в реакторно отделение са снабдени с дренажи, организирани в обща дренажна система. Дренажните вентили нормално са затворени и при повишаване на нивото в помещението се формира сигнал. По този начин се контролира наличието на течове в помещенията на Реакторно отделение.

Помещенията от контролираната зона се вентилират от специална вентилация, като изхвърляния въздух се филтрира и се подава към стоманената вентилационна тръба, монтирана на покрива на реакторно отделение. Радиоактивността на изхвърляния въздух се контролира непрекъснато от системата за радиационен контрол.

Херметична зона

Основното оборудване: реактор, парогенератори, главни циркулационни помпи, главни циркулационни тръбопроводи, басейн за съхраняване на горивото, системите, оборудването и тръбопроводите, работещи с параметри на високо енергийния радиоактивен топлоносител и т.н. са разположени в защитна черупка в съответствие с принципите за безопасност. Защитната черупка обхваща херметичната зона на реакторното отделение и е предназначена да обезпечи защитата на персонала, населението и околната среда в случай на авария с изтичане на радиоактивен топлоносител от първи контур. Оборудването и тръбопроводите в защитната черупка са разположени в стоманобетонни боксове, предпазващи ги от динамични въздействия в случай на аварийно скъсване на високо енергиен тръбопровод (струи от изтичащ топлоносител, ударни вълни, летящи предмети).

Долната част на херметичната черупка е на кота 13.20m. За подаване на гориво и едрогабаритни товари по време на ремонт и презареждане се използва херметичния транспортен коридор на кота 0.00m и херметичния транспортен люк на дъното на черупката.

1.2.3.1.2 Кратко описание на строителната конструкция

Конструкцията на РО е проектирана основно от стоманобетон, поради изискването РО да бъде надеждна биологична бариера, издържаща сеизмично натоварване, непозволяваща изтичане на радиоактивни продукти при аварийни ситуации и сигурна при екстремални натоварвания (външни експлозии и разбиване на самолет).

За да се подобри динамичното поведение, РО е проектирано като е избегната нерегулярността на фундирането и са съблюдавани следните основни принципи: симетрична форма; голяма коравина; обща фундаментна плоча; шахтата на реактора е разположена в геометричния център на сградата; максималните концентрации на маси на оборудването са разположени на възможно най-ниски коти.

Конструкцията на РО е отделена от машинна зала и естакадите чрез сеизмични фуги, осигуряващи независимо поведение на конструкциите.

Сградата на реакторно отделение на блокове 5 и 6 се състои от две основни части:

- Нехерметичен обем, който включва фундаментния блок, обстройката и вентилационния комин;
- Херметичен обем, който включва защитна черупка, конструкции в хермообема и херметични помещения, разположени във фундаментния блок (резервоар за авариен запас на борен разтвор и транспортен коридор).

Свързващият елемент за двете части е масивната стоманобетонна плоча на кота +13.20m.

Обстройката има квадратна форма с размери около 66 x 66 m. Сградата е фундирана на кота –7.00m върху пласт от льосоцимент. Фундаментният блок се състои фундаментна плоча на кота –7.00m и две междинни плочи на коти 0.00m и 6.60m, като закоравяващ ефект имат стените.

Защитната черупка е построена от предварително-напрегнат бетон. Плочата на кота +13.20m е основа на херметичната зона. Предварително-напрегнатата черупка е проектирана като цилиндър, покрит с купол.

Основните геометрични размери на защитната черупката на реактора са:

- Височина на цилиндъра – 38.0m;
- Вътрешен диаметър на цилиндъра – 45.0m;
- Относителна кота при върха на купола - +66.45m;
- Дебелина на стената на цилиндъра - 1.20m;
- Дебелина на купола - 1.10m.

Анкериращите устройства на напрягащите кабели позволява допълнително коригиране на напрягащите сили в кабелите при необходимост. Възможна е също така подмяна на напрягащите кабели.

Стоманената вентилационна тръба е разположена на върха на външната секция на Реакторно отделение. Общата конструкция на комина се състои от две тръби разположени една в друга концентрични стоманени тръби (d = 3.0m и 1.6m) и пространствени поддържащи стоманени ферми. Конструктивните опори на комина са разположени на Реакторно отделение.

1.2.3.2 Машинна зала

1.2.3.2.1 Предназначение и компановка

Турбинно и деаераторно отделение

Машинна зала е самостоятелна сграда включваща турбинно отделение и деаераторно отделение, в която са разположени турбината, генератора, оборудването на спомагателните системи от II контур. Към нея е прилепена пристройката на електроетажерката с помещенията за електротехническо оборудване и КИП.

В основата на компановката е заложено надлъжното разположение на турбо-генераторната група спрямо Реакторно отделение, с цилиндър високо налягане откъм стената на Реакторно отделение.

Машинна зала и пристройката за електротехническите устройства са построени до източната стена на реакторно отделение. Машинна зала има размери в план 127x57m. Под цялата сграда е изградено общо подземие на кота -3.60m. Турбината и генератора са разположени в една ос между редове А и Б на сградата върху общ фундамент. Под цилиндри ниско налягане на турбината са разположени кондензаторите (за всеки цилиндър – един кондензатор с две охлаждащи камери).

Площадките за обслужване на турбоагрегата са разположени на кота +15.00m и около турбоагрегата на кота 16.20m.

Напречно на машинна зала, по оси 1-2, по протежението на стената на реакторното отделение е изградена етажерка за обслужване на технологичните тръбопроводи. Размерът на етажерката в план е 45x6m и височина 24m. В основата на на Турбинно отделение са разположени транспортните врати за прекарване на оборудване.

Електроетажерка (ЕТУ)

Пристройката на ЕТУ е до Машинна зала. В нея е разположено електротехническо оборудване, КИП и оборудване за управление на системите за нормална експлоатация от II контур. За изпълнение на изискванията за противопожарна безопасност пристройката е изградена от стоманобетонни панели.

Електротехнически съоръжения

Електротехническите съоръжения, които са разположени самостоятелно извън сградите са блочните трансформатори и трансформатори за собствени нужди (основни и резервни), както и токопроводите за връзка с откритата разпределителна уредба и националната енергосистема.

Трансформаторите са разположени северно и североизточно от машинна зала на всеки блок.

1.2.3.2.2 Кратко описание на строителната конструкция

Машинна зала представлява стоманена, двукорабна рамкова конструкция. Основните колони са разположени по редове А, Б и В.

Турбинното отделение е разположено между редове А и Б на машинна зала. Неговият отвор е 45m, а височината му при билото достига 38m. Турбогенераторът е монтиран на масивна, стоманобетонна конструкция (турбофундамент), която е отделна от носещата конструкция на машинна зала. Между редове Б и В на машинна зала се намира деаераторното отделение. То е с отвор 12m и височина 42m. В надлъжно направление колоните и по трите реда на машинна зала са разположени в 12 оси. Разстоянието между две съседни оси е 12m, с изключение на разстоянието между ос 1 и ос 2, което е 4.5m.

Сградата на електроетажерките е стоманобетонна конструкция от сглобяеми елементи, разположена между редове ВВ и Г и се намира непосредствено до машинна зала. Само между оси 1 и 2 (свързваща конструкция) има стоманени греди. Редове ВВ и В съвпадат, като в ред В се намират стоманени колони, а в ред ВВ - стоманобетонни колони. Отворът на конструкцията е

12 m в напречно и надлъжно направление, а височината й е около 21m. Стоманобетонните колоните са разположени от ос 3 до ос 10 с разстояние между тях 12m. Между оси 1 и 3 е развита преходна, свързваща конструкция, която служи за връзка между машинна зала и електроетажерките – стълбищна клетка и асансьорна шахта, както и за осъществяване на достъп между машинните зали на 5 и 6 блокове чрез естакаден преход. Разстоянието между оси 1 и 2 е 4.5m, а между оси 2 и 3 - 12m. Гредите между оси 1 и 2 са стоманени. Останалите надлъжни и напречни греди са стоманобетонни и са кораво свързани с колоните, т.е. съществуват рамки в двете посоки. Етажните плочи и покривът са изпълнени от предварително напрегнати сглобяеми елементи с дължина 12m.

Фасадите на сградата са затворени със стенни стоманобетонни панели.

Конструкциите на Електроетажерката и Машинна зала на Блок 5 са съединени на кота 16.80 посредством стоманени връзки между стоманената колона по ред В и стоманобетонната колона по ред ВВ.

Фундаментите под всички колони са единични, с изключение на тези по оси 1, 2 и 3 по редове А, Б и В, които лежат на обща фундаментна плоча на кота -6.60m. Долен ръб фундаменти по останалите оси е на кота -6.40m. Фундаментите по ред В са общи за стоманените и стоманобетонните колони на двете сгради – машинна зала и сградата на електроетажерките.

1.2.3.3 Дизелгенераторни станции (ДГС)

1.2.3.3.1 Предназначение и компановка

На южната страна на блок 5 е разположена ДГС – 2 клетки, в която са монтирани дизелгенераторите за II и III канал на системите за безопасност на блок 5. Между блок 5 и блок 6 е разположена ДГС – 3 клетки, в която са монтирани дизелгенераторите на I канал на системите за безопасност за блок 5 и II и III канал на системите за безопасност за блок 6. От северната страна на блок 6 е разположена ДГС за I канал на системите за безопасност на блок 6.

Във всяка част от сграда (клетка) на ДГС е разположен един дизелгенератор със съответните поддържащи системи и системи за управление като по този начин е осигурено физическото разделяне на оборудването на отделните канали на системите за безопасност. В съответната клетка са разположени и помпите на система техническа вода за отговорни потребители на този канал.

Разположението на ДГС от двете страни на главния корпус на всеки блок изключва възможността за едновременното им разрушаване при падане на летящ обект.

1.2.3.3.2 Кратко описание на строителната конструкция

В план размерите на ДГС I, II и III са съответно 22.80 x 31.80 m, 44.40 x 31.80 m и 66.00 x 1.80m. Конструкциите на ДГС са стоманобетонни кутиеобразни. Основният фундамент е на ниво –4.90m, докато частта, в която са разположени помпите за техническа вода е фундирана на кота –7.90m.

Предварително монтирани стоманобетонни панели (предстени) са използвани, като оставащ кофраж за външните стени. Панелите са армирани и имат дюбелни пръти, които осигуряват съвместната работа с монолитните стоманобетонни части на стените. Вътрешните стени на сградата са изпълнени от монолитен стоманобетон. Стоманобетонните плочи са изпълнени по същата система, като стените.

Фундаментът под дизел-генераторите е монолитен бетонов блок с размери 6.88 x 4.00 x 4.20m. Този фундамент е свързан директно с фундамента на сградата.

1.2.3.4 Кабелни канали между РО и ДГС

1.2.3.4.1 Предназначение и компановка

Електрозахранващите кабели от всеки ДГ се подсъединяват към секцията за електрозахранване на потребителите II категория на блока в реакторно отделение. Кабелите от всеки канал на система за безопасност преминават по отделен подземен кабелен канал.

1.2.3.4.2 Кратко описание на строителната конструкция

Кабелните канали са изградени от сглобяеми стоманобетонни елементи покрити с покривна плоча. Завоите по трасето на каналите са изпълнени от монолитни стоманобетонни елементи. Преобладаващият външен размер на канала е 152cm ширина и 115cm височина. Дълбочината на закопаване на каналите не е константна и варира между 1.2m и 3.2m под повърхността.

В краищата на каналите и на завоите са разположени шахти. Те са изградени от монолитен стоманобетон или като допълнителни вертикални секции на канала, затворени със стоманени капаци.

Дилатационни фуги са изпълнени на контакта между каналите/шахтите и ДГС, РО и МЗ. На контакта на кабелните канали в стените на сградите са инсталирани запечатани кабелни проходки.

1.2.3.5 Специален Корпус 3 (СК–3)

1.2.3.5.1 Предназначение и компановка

СК-3 представлява комплекс от четири сгради с общ размер 60x218m, изпълнени на фуга помежду им.

Сградите са разграничени според функциите и предназначението им:

Част I Блок Ремонтни Работилници (БРР)

В тази част са разположени ремонтни работилници за ремонт на замърсено оборудване, възел за свежо гориво, подаващи и изсмукващи вентилационни центрове.

Част II Санитарно битов блок (СББ)

В санитарно-битовия блок на кота ±0.00m са разположени: главен вход на сградата, стопанство за горещо водоснабдяване, стопанство перални помещения и др.

На кота 4.80m са разположени “чисти” перални и спецперални помещения. На коти +9.00m, +13.20m, +16.50m и +19.80m са разположени лаборатории КИП и СВО и санпропуск за достъп в зоната със строг режим, където при излизане се прави дозиметричен контрол на тяло, ръце и дрехи. В тази част (в чистата зона) са разположени и работни помещения за персонала и кабинети.

Част III Спецводоочистка (СВО)

В блок спецводоочистка, са разположени системите очистване на водата, съоръжение за битумиране, подаващи и изсмукващи вентилационни центрове, щитовете за радиационен контрол и спецводоочистка, лаборатории и т.н.

Част IV Хранилище за течни радиоактивни отпадъци (ХТО)

В тази част са разположени резервоарите и системите за съхраняване на течни радиоактивни отпадъци.

1.2.3.5.2 Кратко описание на строителната конструкция

Четирите части на Спецкорпуса са фундирани на льосциментова възглавница с

дебелина 4.00m. Фундаментните плочи на БРР, СББ и СВО на Спецкорпуса са разделени посредством конструктивна фуга.

Част I Блок Ремонтни Работилници (БРР)

БРР е с размери в план 60.00/90.00 m. В конструктивно отношение тя е стоманобетонна конструкция и представлява петотворна триетажна рамка. Носещите колони са два вида: стоманобетонни виренделови и стоманобетонни колони с правоъгълно сечение.

Между редове В и Г са монтирани стоманени вертикални връзки между виренделовите колони. На кота +12.90m от ред А до ред Д по ос 1 и от ос 1 до ос 2 по ред А има стоманени хоризонтални връзки между колоните.

Изградени са две етажни нива, които не покриват цялата площ (кота +7.10m и +13.10m) от стоманобетонни ригели в двете посоки, а върху тях стъпват стоманобетонни панели. Кота 0.00m е изградена от монолитна стоманобетонна настилка.

Покривът е от предварително напрегнати стоманобетонни ферми, а покритието е от сборни ПП-панели. Покривните ферми са укрепени със стоманени връзки.

Вътрешните преградни стени са стоманобетонни. Стенното ограждане е от трислойни, стоманобетонни панели и стъклопрофилит.

Част II Санитарно битов блок (СББ)

Сградата на Санитарно битовия блок представлява сглобяема стоманобетонна конструкция. В конструктивно отношение сградата представлява скелетно-гредова система. Колоните с размери 400/400mm са разположени осово в мрежа с размери 6.0/6.0m и са предназначени за поемане на вертикалните товари. Гредите са ставно свързани с колоните. Подовите панели стъпват върху конзолите на гредите. Хоризонталните диафрагми по коти са закоравени с допълнително излята армирана стоманобетонова плоча.

Хоризонталните натоварвания (от сеизмично въздействие) се поемат от стоманобетонни диафрагми.

Покривът на СББ е изпълнен от монтажни покривни стоманобетонни греди, ставно свързани с колоните и 2Т покривни стоманобетонни панели.

Сградата се обслужва от три стълбищни и асансьорни клетки, изпълнени монолитно, които също участват в поемането на хоризонталните сеизмични сили.

Стенното ограждение на СББ е изпълнено от трислойни стенни панели, прозоречни панели и стъклопрофилит.

Част III Спецводоочистка (СВО)

Сградата на СВО е с размери в план 60.0m ширина между редове А и Е и 96.20m дължина между оси 11 и 27. Тя представлява монолитна стоманобетонна конструкция между редове Б и Е и сглобяема стоманобетонна конструкция между редове А и Б.

От кота горен ръб фундаментна плоча са изградени носещите стоманобетонни стени и колони. Етажните нива между редове А и Б са изпълнени от монтажни стоманобетонни греди и подови панели с цилиндрични кухини. Монтажните греди са ставно свързани към колоните между редове А и Б. В зависимост от функциите си, помещенията са разделени чрез сглобяеми стоманобетонни преградни стени.

Конструкцията на сградата между редове Б и Е е изпълнена от монолитни стоманобетонни стени и монолитни подови конструкции. Отделни части от подовите плочи се изпълняват от плоски или ребрести панели, към които са монтирани на място равнинни или пространствени скелети от армировъчна стомана и е долят бетон.

Носещите колони са монолитни стоманобетонни с правоъгълно сечение. Носещите стени са стоманобетонни, двойно армирани. Всички елементи от монолитната част на СВО имат корава връзка помежду си.

Покривната конструкция между редове А и Д е изпълнена от пълностенни стоманобетонни покривни греди и стоманобетонни покривни 2Т панели.

За поемане на хоризонталните усилия по ред А са изпълнени Х-образни стоманени връзки от кота ±0.00m до покрива.

Сградата се обслужва от три стълбищни и асансьорни клетки, изпълнени монолитно.

Част IV Хранилище за течни радиоактивни отпадъци (ХТО)

Сградата на Хранилището за течни радиоактивни отпадъци е изградена между редове А и Е и оси 27 и 30 и е с размери в план 18.0/60.0m. ХТО е монолитно изпълнена стоманобетонова конструкция. Отделена е от сградата на СВО с фуга.

Конструкцията на сградата до кота +13.20m е реализирана с монолитни стоманобетонови стени и подови плочи.

Конструкцията над кота +13.20m между редове А и Д е изпълнена смесена – монолитно-сглобяема. Покривната конструкция е изпълнена от сглобяеми стоманобетонни панели.

Ограждението на конструкцията над кота +13.20m е изпълнено от монтажни трислойни стенни панели.

За сградите на Спецводоочистка (СВО) и Хранилище за течни радиоактивни отпадъци (ХТО) е изпълнена надстройка, изготвена от стоманени конструкции в полето между редове Д и Е и между оси 11 и 30, над кота +18.30m.

В конструктивно отношение надстройката представлява корави напречни стоманени рамки от двойно Т-образно съставено напречно сечение. Изпълнени са надлъжни покривни връзки. По надлъжните стени на надстройката са монтирани Х-образни и V-образни вертикални връзки.

Покривът е изпълнен от коритообразни стоманобетонови панели (ПП) с размери 3.00/6.00m, носени от ригелите на рамките. Надстройката на СК3 се огражда със стенни стоманобетонни фасадни панели, окачени на колоните на рамките.

1.2.3.6 Естакади между СК-3 и РО

1.2.3.6.1 Предназначение и компановка

На кота +13.20m помещенията на спецкорпуса се свързват с главните корпуси на 5 и 6 блокове чрез естакада. Конструкцията на естакадата представлява двуетажно съоръжение с "мръсни" тръбопроводни коридори в долната част и пешеходни галерии с "чисти" тръбопроводни коридори в горната част. По естакадата се осъществява достъпът на персонал до контролираната зона на РО и технологичните връзки между СК-3 и РО.

1.2.3.6.2 Кратко описание на строителната конструкция

Естакадите се състоят от отделни сегменти разделени чрез деформационни фуги. Конструкцията на сегментите е съставена от стоманобетонна кутия (технологична естакада), надстройка оформяща пешеходна галерия и стоманобетонна рамка.

Стоманобетонната кутия е дълга 12m. Отвътре кутията има специално покритие и опорна метална конструкция за преминаващите тръбопроводи. Кутията стъпва върху основната рамка посредством специални метални подпори.

Основната рамка се състои от две колони и ригел. Колоните са с правоъгълно и двойно Т сечение по височина. Ригелът е с правоъгълно напречно сечение. Всяка колона завършва с къса конзола върху която стъпва колоната на Горната рамка.

Горната рамка рамка се състои от правоъгълни колони и ригел. Тя стъпва директно върху Основната рамка. Надлъжни греди свързват горните възли на съседните Горни рамки, като по този начин образуват надлъжна рамкова конструкция на нивото на покрива.

Фундаментите са конструирани съобразно конфигурацията на колоните от рамката по дължината на естакадите. Най-често срещаният фундамент има размери в план 6.00x9.00m. Той се състои от две стъпки, всяка от тях с височина 0.75m.

1.2.3.7 Съоръжения за техническо водоснабдяване

Съоръженията за техническо водоснабдяване са описани в т. 1.9.3 на ОАБ.

1.2.3.8 Бризгални басейни

1.2.3.8.1 Предназначение и компановка

Загрятата вода от потребителите в РО на 5 блок се подава по метални вкопани тръбопроводи до бризгалните басейни (общо 6 броя за двата блока), където се охлажда. Бризгалните басейни представляват открити резервоари, в които е разположена система от напорни тръбопроводи, по които охлажданата вода се разпределя между разпръскващи дюзи.

Всеки бризгален басейн е оразмерен да отвежда цялото количество топлина, отделяща се в авариен режим на блока, като осигурява температура на техническата вода на входа в Реакторно отделение в границите от +5 ºC÷+33 ºC.

В проекта на системата е посочено, че загубите на вода вследствие на изпарението и отнасяне на капки от вятъра при скорост на вятъра до 2 m/s са такива, че позволяват устойчивата работа на ББ без допълване в продължение на 30 часа.

За запълването на един ББ до минималното ниво са необходими 2526 m3 вода, а до максималното ниво – 8880 m3 вода. Номиналното ниво на водата в ББ е (-0,4) m, което формира обем в ББ 8050 m3 вода.

Охлаждането на водата се постига за сметка на изпарението ѝ и отдаването на топлина към по-студения въздух и чрез отдаване на топлина от повърхността на басейна. Попълването на загубите в бризгалните басейни от изпарение или отнасяне от вятър се извършва от два независими източника – чрез помпи за запълване от ЦПС или с артезианска вода от 6 кладенеца в низината на река Дунав.

Охладената в бризгалните басейни вода се подава по стоманени вкопани тръбопроводи към водоприемни помпени станции, разположени в отделните ДГС. От помпените станции водата по напорни тръбопроводи се подава обратно към потребителите в реакторно отделение и за охлаждане на дизел-генератора в съответната ДГС.

1.2.3.8.2 Кратко описание на строителната конструкция

Бризгалните басейни са с размери в план 68/65 m. Наклонът на откосите на басейните е 1:3. Дълбочината на басейните е 3 m. Максималното водно ниво в ББ е -0.5m от горния ръб на басейна.

След изравняването на терена басейните са били оформени чрез насипване. Материалите в насипа са уплътнени да достигане на обемна плътност 18kN/m^3. Дъното и откосите на басейните са покрити с пласт от льосцимент с дебелина 70-90cm и 30m фин чакъл.

Върху чакъла е положено стоманобетоновото покритие на басейна. Облицовката се състои от две стоманобетонови плочи, замазки и хидроизолация.

1.2.3.9 Хранилище за РАО - Цех за преработка

Сградата за преработка в обемно-планировъчно отношение е 3-етажна правоъгълна сграда с размери 36x66m.

В сградата на коти ±0.00m, +4.80m и +9.60m са разположени следните помещения: регенерация на маслото, доизгаряне и пресоване на слабо активни отпадъци, система за приточна и смукателна вентилация, електротехнически помещения. Сградата се обслужва от

две стълбищни клетки, едната от които е оборудвана с товарен асансьор Q = 3.2t (3.2Mg). И двете стълбища са евакуационни. На кота +9.60m сградата е свързана чрез топъл коридор със спецкорпуса.

1.2.3.10 Резервоари за запас на химически обезсолена вода

Химически обезсолената вода се получава от инсталацията за обработка на сурова вода в сградата на ХВО. От там по тръбопроводи водата се подава към 5 и 6 блокове. Източно от машинна зала на 5 и на 6 блокове е разположен по един резервоар с вместимост 1000m^3, в който е създаден резерв от обезсолена вода за машинна зала. Водата в този резервоар се рециркулира непрекъснато и се следят нейните химични показатели. Резервоарите за запас от обезсолена вода за реакторно отделение са разположени от западната страна на корпуса на Реакторно отделение и са част от система ТВ40(TN).

1.2.4 Устойчивост на основните сгради и съоръжения на външни въздействия

Проектът на серийните блокове ВВЕР-1000 се базира на Руски НТД, действали в края на 70-те и началото на 80-те години. Изискванията при натоварване от сеизмично въздействие, съгласно първоначалния проект са:

- Сеизмичното ниво е прието съгласно MSK-64 равно на VII степен с период на повтаряемост 10000 год. и равно на VI степен с период на повтаряемост 100 год., като са взети в предвид специфичните условия на почвата;

- Проектните спектри на ускорението при сеизмично ниво максимално проектно земетресение са приети равни на трикомпонентните спектри на ускорението, отчетени в Букурещ по време на земетресението във Вранча (04.03.1977), и скалирани до максимална стойност на амплитудата, равна на 0.1 g.

Изискванията за натоварване от климатични въздействия са приети съгласно "Натоварвания и въздействия. Норми за проектиране" 1978 г.

Използваните натоварвания от външни климатични и сеизмични въздействия в проектите на сградите и съоръженията от Таблица 1.2.3-1 са по-ниски от актуалните за площадката на АЕЦ "Козлодуй". За това са извършени допълнителни анализи на основните сгради и съоръженията на блок 5. Основната част от анализите е извършена в рамките на 3 проекта:

- Мярка 21241 от Програмата за модернизация на блок 5 и 6: "Проучване на сеизмоустойчивостта на сградите при сеизмичност на площадката 0.2 g" от програмата за моденизация на блок 5 и 6.

- Мярка 19121 от Програмата за модернизация на блок 5 и 6: "Подобряване на сеизмичната устойчивост на носещите конструкции на сгради от ЕП-2" от програмата за моденизация на блок 5 и 6.

- Проект РИ/ДИ "Анализ с комбинации от екстремни метеорологични явления на строителните конструкции на територията на АЕЦ "Козлодуй"

- Проект „Разработване на обосновка на възможността за продължаването на срока на експлоатация на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй" до 60 години, анализи, разчети и количествена оценка на остатъчния ресурс на КСК".

1.2.4.1 Сеизмоустойчивост на сградите и съоръженията:

През 1996 г. МААЕ издава документ „Проблеми на безопасността на реактори ВВЕР-1000 и тяхното степенуване". Въз основа на този документ и с отчитане на експлоатационния опит в АЕЦ "Козлодуй" е създадена „Програма за модернизация на блокове 5 и 6. В рамките на програмата за модернизация са включени мерки 19121 и 21241 със задача подобряване на сеизмичната устойчивост на строителните конструкции. В двете мерки са извършени основните дейности за доказване сеизмоустойчивостта на сградите и съоръженията.

За строителните конструкции на РО, ДГС, СК-3, ББ и кабелните канали между ДГС и РО

са извършени допълнителни анализи за проверка на тяхата сеизмоустойчивост по Проект „Разработване на обосновка на възможността за продължаването на срока на експлоатация на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй“ до 60 години, анализи, разчети и количествена оценка на остатъчния ресурс на КСК”

1.2.4.2 Обхват на дейностите по мерки 19121 и 21241 от ПМ:

По мярка 21241 са извършени анализи за проверка сеизмоустойчивостта на сградите и съоръженията, в които са разположени системи, оборудване и компоненти, важни за безопасността на блок 5:

- Реакторно отделение (РО) и Стоманената вентилационна тръба на РО;
- Машинна зала и ЕТУ;
- ДГС – 1, 2 и 3 клетки;
- Кабелни канали между РО и ДГС;
- Спецкорпус 3;
- Естакада между РО и Спецкорпус-3;
- Бризгални басейни.

По мярка 19121 са разработени проекти за укрепване на строителните конструкции, на база резултатите от анализите.

1.2.4.3 Методика за извършване на анализите по мерки 19121 и 21241 от ПМ:

Изчислителни модели на строителните конструкции

Анализите на строителните конструкции са извършени по метода на крайните елементи (МКЕ). Математическите модели на основната конструкция са разработени (по начин, осигуряващ достатъчно достоверно получаване на реагирането на отделните части на конструкцията. Генерирани са 3D модели на всички строителните конструкции (с изключение на ББ) на база конструктивната им документация и заснемания. Моделите отразяват точно размерите на елементите на строителната конструкция и характеристиките на използваните материали.

Предвид сложността на конструкцията на РО, тя е изследвана с 2 изчислителни модела:

- Първият модел е на цялата сграда, който е използван за изследване на сеизмичното й реагиране при отчитане на взаимодействието почва – конструкция;

- Вторият модел включва конструкциите на херметичната черупка – цилиндър, купол и опорен пръстен. Той е със силно сгъстена мрежа от крайни елементи и е запънат в основата си – плочата на кота +13.20m. Моделът отчита предварителното напрягане на черупката. Сеизмичното въздействие за проверка на херметичната черупка е въведено с трикомпонентни акселерограми, получени от анализа на общия модел на РО.

ББ са моделирани с 2D модели от крайни елементи за всеки от напречните разрези на ББ. Към дъното на профилите са прибавени допълнителни почвени пластове до дълбочина приблизително 50m. Използвани са равнинни крайни елементи за моделиране на почвите, като размерите им са съобразени със скоростите на разпространение на напречните вълни в тях. Точките в дъното на почвения профил са фиксирани. Моделите отчитат взаимовлиянието на два съседни басейна.

Анализите на строителните конструкции са извършени основно със следните програмни продукти:

- STARDYNE – Structural Analysis Sistem, TITAN Corporation;
- STRUDIN – Linear-elastic Static and Dunamic Analysis of large 3D Structures;
- SAP2000 – Integrated Structural Analysis and Design.

Взаимодействие почва конструкция

За да се отчете действителното поведение на почвата по време на сеизмично

въздействие, анализът на строителните конструкции е извършен като са използвани параметри на почвата (модул на срязване и материално затихване), съответстващи на ъгловите деформации, които се развиват в почвените пластове по време на земетресение. Модифицираните стойности на модула на срязване и на материалното затихване са определени с еднодименсионален анализ с помощта на прогамата SHAKE – Earthquake Response Analyses of Horizontally Layered Soil. В резултат е определен многопластов почвен модел със съответните характеристики. За отчитане на неточностите във входните данни са определени характеристиките на три вида почвени условия – минимални G_{min}, средни G_{ave} и максимални G_{max}.

Въз основа на итерираните почвени характеристики са извършени изчисления за определяне на импедансните функции за фундаментите на всяка сграда. От импедансните функции са определени почвените коравини и затихвания за изследваните конструкции, които са използвани в анализите за доказване тяхната сеизмоустойчивост. Изчисленията са извършени с програмата CLASSI – Determination of foundation impedance functions for rigid arbitrary shaped foundations.

Сеизмично въздействие

Сеизмичното въздействие за анализите на строителните конструкции е представено чрез трикомпонентни акселерограми за котата на фундиране на строителните конструкции.

На база спектрите на реагиране за свободно поле са генерирани изкуствени акселерограми за свободно поле. Акселерограмите са генерирани по квалифицирани процедури, базирани на максималното почвено ускорение, формата на спектъра на реагиране и характеристиките на очакваните акселерограми. За целта е използван програмния продукт AGA – Generation of Artificial Spectrum Compatible Acceleration Time Histories.

Акселерограмите за котата на фундиране на строителните конструкции са получени с деконволюционен анализ. Той е извършен за трите компоненти на сеизмичното въздействие при средни почвени условия. Деконволюцията е проведена с програма SHAKE.

Комбиниране на натоварванията

Съгласно изискванията на НП-031-01 са комбинирани натоварванията от нормални условия на експлоатация и сеизмично въздействие за ниво МРЗ или ПЗ (в зависимост от сеизмичната категория на конструкцията). От въздействията при НУЕ са отчитани собственото тегло на конструкцията и на оборудването, температурата и експлоатационните натоварвания.

Анализът на херметичната конструкция на РО е извършен за комбинация включваща натоварванията от нормални условия не експлоатация, сеизмично въздействие за ниво МРЗ и проектна авария. Натоварванията от проектна авария са температура и налягане, съответстващи на авария със загуба на топлоносител (LOCA).

Нормативни документи за оценка

За доказване на сеизмоустойчивостта на строителните конструкции на сградите и съоръженията са използваните действащите към момента на извършване на анализите нормативни документи:

- ПНАЕ Г-5-006-87 Правила за проектиране на атомни централи, устойчиви на земетресение ГОСАТОМЕНЕРГОНАДЗОР, СССР, 1987 (заменен от НП-031-01);
- Ръководство по безопасност 50-SG-D15 на МААЕ "Антисеизмично проектиране и квалификация за ядрени централи" Виена, 1992;
- ASME Section III, Division 2 "Code for concrete reactor vessels and Containment", 1998 г. ;
- Specification for the Design, Fabrication, and Erection of Steel Safety-Related Structures for Nuclear Facilities, American National Standard, ANSI/AISC N690-1994;
- Code Requirements for Nuclear Safety Related Concrete Structures ACI 349-97;
- Норми за проектиране на стоманени контрукции – КСТУ, София 1987,
- Норми за проектиране на бетонови и стоманобетонови конструкции – КСТУ, София 1988 г.

- “Норми за проектиране на плоско фундиране”, МТРС, Наредба № 1 от 01.09.1996 г.

1.2.4.4 Заключение за сеизмоустойчивостта на строителните конструкции

Реакторно отделение

Резултатът от извършените анализи по мярка 21241 е, че строителната конструкция на реакторно отделение отговаря на изискванията на НП-031-01 за строителни конструкции от сеизмична категория 1. Не са необходими мерки за укрепване.

Сеизмоустойчивостта на строителната конструкция на РО е потвърдена с повторен анализ по аналогична методика и с характеристики на бетона и стоманата, предполагаеми към края на удължения експлоатационен ресурс по проект „Разработване на обосновка на възможността за продължаването на срока на експлоатация на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй“ до 60 години, анализи, разчети и количествена оценка на остатъчния ресурс на КСК”.

Вентилационна тръба на РО

Вентилационната тръба е анализирана по мярка 21241 като конструкция от сеизмична категория 1 по НП-031-01. Разположението на ВТ върху покрива на РО е отчетено като входното сеизмично въздействие е определено от етажните спектри на реагиране на РО за ниво МРЗ. Отношението изчислените напрежения са по-малки от допустимите напрежения за почти всички елементи от конструкцията на ВТ. Само при анкерирането на ВТ изчислените напрежения са малко по-високи от допустимите, което се дължи най-вече на диференциалното изместване на опорите. Отчитайки, че тези диференциални измествания са умножени по коефициент 1.5, за да се отчетат несигурностите на сеизмичното реагиране на конструкциите, експертната оценка е че анкерирането на вентилационната тръба може да издържи сеизмично въздействие с ниво МРЗ.

Вентилационната тръба отговаря на изискванията на НП-031-01 за строителни конструкции от сеизмична категория 2.

Сеизмоустойчивостта на строителната конструкция на вентилационната тръба е потвърдена с повторен анализ по аналогична методика и с характеристики на стоманата, предполагаеми към края на удължения експлоатационен ресурс по проект „Разработване на обосновка на възможността за продължаването на срока на експлоатация на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй“ до 60 години, анализи, разчети и количествена оценка на остатъчния ресурс на КСК”.

Машинна зала (МЗ) и ЕТУ

Оценката на динамичното поведение на съществуващата конструкция на МЗ по мярка 21241 е показала, че основната конструкция има достатъчен капацитет при натоварване от сеизмично въздействие с ниво ПЗ, комбинирано с усилията от НУЕ. Необходимо е само локално укрепване на най-тежко натоварените елементи - верикални и хоризонтални връзки, напречни ригели между редове Б и В.

Анализът на съществуващата конструкцията на ЕТУ е показал, че конструкцията няма достатъчен капацитет при натоварване от сеизмично въздействие с ниво ПЗ и е необходимо съществено укрепване.

По мярка 19121 е изготвен и изпълнен работен проект за допълнителното укрепване на конструкциите на Машинна зала и ЕТУ.

Укрепената конструкция на Машинна зала и ЕТУ отговарят на изискванията на НП-031-01 за строителни конструкции от сеизмична категория 3.

Съгласно направените заключения в [44] конструкцията на МЗ има достатъчен капацитет да устои на сеизмично въздействие от ниво SL-1 като запази интегритет и функционалност.

Дизелгенераторни станции (ДГС)

Резултатът от извършените анализи по мярка 21241 е, че строителните конструкции на ДГС-1, 2 и 3 клетки отговарят на изискванията на НП-031-01 за строителни конструкции от сеизмична категория 1. Не са необходими мерки за укрепване.

Сеизмоустойчивостта на строителните конструкции на ДГС-1, 2 и 3 клетки е потвърдена с повторен анализ по аналогична методика и с характеристики на бетона и стоманата, предполагаеми към края на удължения експлоатационен ресурс по проект „Разработване на обосновка на възможността за продължаването на срока на експлоатация на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй" до 60 години, анализи, разчети и количествена оценка на остатъчния ресурс на КСК".

Кабелни канали между РО и ДГС

Резултатът от извършените анализи по мярка 21241 е, че конструкцията на каналите отговаря на изискванията на НП-031-01 за строителни конструкции от сеизмична категория 1, но съществуващите фуги между кабелните канали и сградите на ДГС и РО не са достатъчни, за да се гарантира свободно сеизмично движение на каналите.

По мярка 19121 са изготвени проектни предложения за реконструкция на кабелните проходки и фугите на стените. На тяхна база е разработен и изпълнен работен проект "Укрепване на ел.канали между РО на блок 5 и ДГС. Модернизация на проходки и направа на нови дилатационни фуги".

Укрепената конструкция на кабелните канали отговаря на изискванията на НП-031-01 за строителни конструкции от сеизмична категория 1.

Сеизмоустойчивостта на строителните конструкции на кабелните канали е потвърдена и с повторен анализ по аналогична методика и с характеристики на бетона и стоманата, предполагаеми към края на удължения експлоатационен ресурс по проект „Разработване на обосновка на възможността за продължаването на срока на експлоатация на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй" до 60 години, анализи, разчети и количествена оценка на остатъчния ресурс на КСК".

Спецкорпус 3

Проверката на носещата способност на съществуващата конструкция по мярка 21241 е показала, че тя няма достатъчен капацитет при натоварване от сеизмично въздействие с ниво ПЗ (блок СББ, СВО и БРР) и МРЗ (блок ХТО), комбинирано с усилията от НУЕ. Необходимо е укрепване на съществуващи верикални и хоризонтални връзки на блок БРР, СББ и ХТО.

По мярка 19121 е изготвен и изпълнен работен проект за допълнителното укрепване на конструкцията на Спецкорпус-3.

Укрепената конструкция на блок СВО, СББ и БРР от Спецкорпус 3 отговаря на изискванията на НП-031-01 за строителни конструкции от сеизмична категория 2.

Укрепената конструкция на блок ХТО от Спецкорпус 3 отговаря на изискванията на НП-031-01 за строителни конструкции от сеизмична категория 1.

Сеизмоустойчивостта на строителните конструкции на Спецкорпус-3 е потвърдена с повторен анализ по аналогична методика и с характеристики на бетона и стоманата, предполагаеми към края на удължения експлоатационен ресурс по проект „Разработване на обосновка на възможността за продължаването на срока на експлоатация на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй" до 60 години, анализи, разчети и количествена оценка на остатъчния ресурс на КСК".

Естакада между Спецкорпус 3 и РО

Проверката на носещата способност на съществуващата конструкция на естакадата по мярка 21241 е показала, че тя няма достатъчен капацитет при натоварване от сеизмично въздействие с ниво ПЗ, комбинирано с усилията от НУЕ..

По мярка 19121 е изготвен концептуален проект за допълнителното ѝ укрепване. На база концептуалния проект е изготвен и изпълнен работен проект на тема “Укрепване на естакади между СК-3 и РО на блок 5 и блок 6”.

Укрепената конструкция на естакадата отговаря на изискванията на НП-031-01 за строителни конструкции от сеизмична категория 2.

Бризгални басейни

По мярка 21241 е анализиран потенциалът на втечняване на водонаситените пясъци под Бризгалните басейни. Изследванията показват, че втечняването на пясъците под бризгалните басейни не може да се изключи като възможен сценарии за повреди. Препоръчано е да се извършат дейности за детайлно определяне на механичните свойства на почвите и вероятностна оценка на потенциала за втечняване. Препоръките са изпълнени в рамките на проект №ДИ-326 “Анализ на състоянието и инженерната сигурност на двойния канал и останалите ХТС и изготвяне на програма за необходимите ремонтни и рехабилитационни дейности”, 05.2005 г. и „Доклад относно обследване на почвените пластове и оценка потенциала за втечняване на водонаситени пясъци около бризгални басейни на блокове 5 и 6 на АЕЦ “Козлодуй”, 03.2014 г.

Сеизмоустойчивостта на бризгалните басейни е проверена с повторен анализ по проект „Разработване на обосновка на възможността за продължаването на срока на експлоатация на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй“ до 60 години, анализи, разчети и количествена оценка на остатъчния ресурс на КСК”.

Проведените анализи показват, че:

- стоманобетонната облицовка на бризгалните басейни е сравнително слабо натоварена и тя е в състояние да понесе вътрешните усилия, генерирани при сеизмично въздействие от ниво МРЗ, комбинирано с усилията от НУЕ.
- откосите на бризгалните басейни имат достатъчен коефициент на запас;
- при сеизмични въздействия до ниво МРЗ не се очаква втечняване на пясъците;
- водоплътността на бризгалните басейни е осигурена.

Конструкцията на бризгалните басейни отговоря на изискванията на НП-031-01 за строителни конструкции от сеизмична категория 1.

1.2.4.5 Устойчивост на сградите и съоръженията на екстремни климатични въздействия

Устойчивостта на сградите и съоръженията на екстремни климатични въздействия е разгледана основно в Проект РИ/ДИ “Анализ с комбинации от екстремни метеорологични явления на строителните конструкции на територията на АЕЦ “Козлодуй”.

1.2.4.6 Обхват на проекта

Проектът е изпълнен в резултат на проведената през 2012г. целенасочена преоценка на запасите по безопасност на съоръженията в АЕЦ “Козлодуй” при бедствени природни събития, които водят до тежка авария (стрес-тест). Целта на проекта е анализ поведението на строителните конструкции при натоварвания от актуалните за площадката на АЕЦ “Козлодуй” климатични въздействия, описани в т. 1.1.

За конструкциите, които нямат необходимия капацитет е анализирано взаимодействието на съответния конструктивен елемент с други КСК и в зависимост от това са формулирани мерки (организационни и инженерни) за преодоляване на дефицита от носимоспособност и смекчаване на последиците от климатичните въздействия.

В обхвата на проекта са извършени анализи за проверка устойчивостта на следните сгради и съоръженията, в които са разположени системи, оборудване и компоненти, важни за безопасността на блок 5:

- Реакторно отделение (РО);
- Стоманената вентилационна тръба на РО;
- Машинна зала и ЕТУ;
- ДГС – 1, 2 и 3 клетки;
- Спецкорпус 3.

1.2.4.7 Методика за извършване на анализите

За всяка от разглежданите конструкции са анализирани последиците от загуба на функционалност и/или интегритет и е определен класът по външни въздействия съгласно Safety Guide №NS-G-1.5 "External Events Excluding Earthquakes in the Design of Nuclear Power Plants":

Таблица 1.2.4.2.2-1 – Класификация по външни въздействия

№	Строителни конструкции	Клас по външни въздействия
1	Реакторно отделение (РО)	EE-C1
-	Вентилационна тръба (ВТ) на РО	EE-C3
2	Машинна зала (МЗ)	EE-NC
3	Дизелгенераторни станции (ДГС)	EE-C1
4	Спецкорпус 3 (СК-3)	-
4.1	Блок "Ремонтни работилници" (БРР)	EE-C3
4.2	Санитарно битов блок (СББ)	EE-NC
4.3	Спецводоочистка (СВО)	EE-NC
4.4	Хранилище за течни радиоактивни отпадъци (ХТО)	EE-C3

На база класификацията са дефинирани изискванията към поведението на конструкциите при екстремни метеорологични явления.

Направен е преглед на наличната екзекутивна документация на разглежданите строителни конструкции, проектните основи и на извършени анализи, преустройства и укрепвания. Анализирани са проектните въздействия, за които е осигурена всяка конструкция. Определени са натоварвания, които ще се разглеждат, като са изключени онези, които не са приложими за дадената конструкция. Това е направено като е анализирано какво е отражението върху носещата способност на конструкцията на всяко отделни климатично въздействие.

Климатичните въздействия с повторяемост 1 на 10000 г. и въздействието от смерч, описани в т. 1.1 са приети за екстремни въздействия. За целите на проекта въздействията от сняг, вятър, смерч и температура са комбинирани само с натоварванията възникващи при нормална експлоатация на централата. Изключение прави само предварително напрегната конструкция на херметичната зона, за която екстремните метеорологични явления са комбинирани с въздействията при проектна авария. Разгледана е и възможността за комбиниране на 2 климатични въздействия на базата на вероятността за едновременното им възникване и е включена комбинация от сняг и вятър с повторяемости 1 на 100 години като екстремно въздействие.

За анализиране на поведението на строителните конструкции при зададените екстремни натоварвания са избрани 2 подхода:

- Сравнение на натоварването с извършени по-рано анализи: Този подход е възприет в случаите когато дадена конструкция, съгласно налична проектна документация, е

осигурена за поемането на подобни по характер натоварвания, със стойност по-висока от тази на екстремните климатични въздействия. По този начин е анализирано Реакторно отделение за натоварване от смерч, екстремни вятър, сняг и температура.

- Използване на числени модели по МКЕ: останалите сгради, са анализирани като са разработени изчислителни модели от крайни елементи на строителната конструкцията]. В моделите са въведени определените товарни комбинации, като са отчетени и специфични изисквания на Safety Guide №NS-G-1.5 “External Events Excluding Earthquakes in the Design of Nuclear Power Plants”, Regulatory Guide 1.76 Design – Basis Tornado and Tornado Missiles For Nuclear Power Plants и на ANSI/ANS-2.12.-1978 Guidelines for combining natural and external man-made hazards at power reactor sites. На базата на извършен статичен и динамичен анализ са определени максималните разрезни усилия и деформации. Носимоспособността на конструктивните елементи е определена в съответствие с БДС EN 1992-1-1:2007 – Еврокод 2: Проектиране на бетонни и стоманобетонни конструкции. Част 1-1: Общи правила и правила за сгради и БДС EN 1993-1-1:2005 – Еврокод 3: Проектиране на стоманени конструкции. Част 1-1: Основни правила и правила за сгради. Анализите на строителните конструкции са извършени с програма SAP2000 – Integrated Structural Analysis and Design.

1.2.4.8 Резултати от анализите

Реакторно отделение

Строителната конструкция на Реакторно отделение (контурни стени, покрив на Реакторно отделение и защитна черупка) са осигурени срещу въздействията от торнадо и екстремни вятър и сняг.

Направеният анализ показва, че при задържане на екстремните външни температури по-малко от 60 часа сечението на стената има необходимата носимоспособност и в него няма да настъпят повреди. При задържане на екстремно ниски температури до 120 часа (след което процесът вече е стационарен) може да се очаква известно напукване в областта на опорите (напречни стени и междуетажни плочи), без стената да загуби своята носеща способност и ще продължи да изпълнява своята функция.

Вентилационна тръба на РО

Стоманената вентилационна тръба има достатъчна носеща и деформационна способност за поемане на екстремно ветрово въздействие с повторяемост 1 на 10000 г. Екстремните температури, снегът и обледяването не са меродавни.

Най-сериозно натоварване за конструкцията на вентилационната тръба поражда смерчът. При натоварване от смерч се очаква:

- образуване на нееластични премествания в конструкцията на вентилационната тръба, които не застрашават общата ѝ устойчивост;
- загуба на устойчивост на елементи от укрепващата пространствена ферма, които няма да доведат до нейното разрушаване, а само по-големи деформации в конструкцията ѝ.
- компрометиране на обслужващите площадки на стоманените комини.

Удари от летящи предмети по време на смерча не застрашават носимоспособността и общата устойчивост на конструкцията.

Машинна зала (МЗ) и ЕТУ

Носещите колони имат достатъчен капацитет за поемане на натоварването от екстремните метеорологични явления, включително от смерч. Направен е анализ на стоманената колона по ос 12 при удар от автомобил. Получен е коефициент на изполваемост к>1, което предполага, че е възможно тя да получи повреди. Като се има предвид ниската вероятност на този сценарий и фактът, че между паркинга на ЕП-2 и Машинна зала теренът е сравнително гъсто застроен може да се направи изводът, че конструкцията като цяло няма да бъде компрометирана от разрушаване на колоните при екстремни метеорологични явления.

Покривната конструкция е осигурена за натоварване от екстремните метеорологични

явления с повторяемост веднъж на 100 г. като са предприети орграннизационни мерки за недопускане на образуване на снежна торба в зоната на денивелация на покрива.

При натоварване от екстремните метеорологични явления с повторяемост по – малка от веднъж на 100 г. може да се очаква разрушаване на части от покривната конструкция в зоната на натоврване от смучене на вятър.

Дизелгенераторни станции (ДГС)

Направените проверки показват, че сградите ДГС 1, 2 и 3 клетки имат носеща способност, за да поемат натоварванията от екстремни климатични въздействия, определени за площадката на АЕЦ „Козлодуй”.

Спецкорпус 3

Стоманобетонните строителни конструкции на Спецкорпус-3 са осигурени по отношение на носещата способност и деформируемост за поемане на натоварвания от екстремни климатични въздействия, определени за площадката на АЕЦ ”Козлодуй”.

Стоманената надстройка на блок СВО и блок ХТО няма необходимата носимоспособност за поемане на натоварвания от следните екстремни климатични въздействия – смерч, вятър и сняг с повторяемост 1 на 10000г. и комбинирано въздействие на сняг и вятър с повторяемости 1 на 100г. Компроментирането й ще доведе до нарушаване на експлоатацията на мостовия кран в надстройката на блок СВО и ХТО и до нарушаване на обслужването на хранилището за течни радиоактивни отпадъци (РАО).

1.2.5 Оценка на ресурса на основните сгради и съоръжения

Основните сгради и съоръжения за блок 5 са включени в обхвата на проект „Разработване на обосновка на възможността за продължаването на срока на експлоатация на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй“ до 60 години, анализи, разчети и количествена оценка на остатъчния ресурс на КСК”.

Изпълнените дейности по обследването на определящото ресурса на блока оборудване, тръбопроводи, сгради и съоръжения показват, че 5 блок на АЕЦ „Козлодуй” може да се експлоатира безопасно и в съответствие с нормативните изисквания до 2047г., т.е. може да се дефинират 60 години срок на експлоатация на основните сгради и съоръжения. Изпълнените дейности, свързани с продължаване срока на експлоатация на блок 5 са описани в т. 1.9.12 на ОАБ.

1.2.6 Система за пожарогасене

Съществуващата концепция основно следва фундаменталните изисквания:

- да редуцира пожарния риск и
- да обезпечи физическо разделяне на системите необходими за достигане на целите за безопасност на централата.

Съществуващата концепция е базирана на следните аспекти:

Подходящо разполагане на системите

Активните електрически и механични компоненти на трите резервни канала на системите за безопасност, включително техните поддържащи системи, са разположени в помещения с физическо разделение между тях. Това разделяне е реализирано под кота +13.20m и коти +13.20m, +16.80m и +19.20m в Реакторно отделение. Разполагането на кабелите е също в отделни кабелни шахти и канали.

Намаляване на общия пожарен риск

За да се намали общия пожарен риск най-значителните пожарни товари са капсуловани, например всички кабели са обмазани с неразпространяващо горенето покритие и маслените помещения са разделени и съответните помещения са оборудвани с активни противопожарни

системи. Използването на горими материали се контролира.

Пожароизвестяване

Инсталирани са няколко типа системи за пожароизвестяване.

Пожароизвестителната система управлява автоматично няколко вентилационни компонента (вентилатори, огнезадържащи клапи) и система за пожарогасене.

Смекчаване на последиците от пожарите

За смекчаване на последиците от евентуален пожар, всички кабелни помещения, кабелни шахти и маслени помещения са оборудвани с автоматична водна система за пожарогасене. КИП шкафовете са оборудвани с газово пожарогасене. Освен това, в преддверията на стълбищните клетки са монтирани хидранти за ръчно пожарогасене от пожарната бригада. В допълнение е налично подвижно оборудване, като ръчни пожарогасители с CO_2 или с прах.

Външен противопожарен пръстен (ВПП) на 5 и 6 блокове

ВПП е подземна мрежа (система) от стоманени тръбопроводи с Dy300mm и ръчна изолираща арматура с възможности за изолиране на отделни участъци при профилактика или ремонт. Предназначението му е да подаде необходимото количество вода с определено налягане към обектите, за които е предвидено пожарогасене съгласно проекта. Обектите на територията на 5 и 6 блокове са:

- Реакторно отделение – 5 блок;
- Реакторно отделение – 6 блок;
- Турбинно отделение – 5 блок;
- Турбинно отделение – 6 блок;
- Спецкорпус 3 (СК3);
- Обединен спомагателен корпус (ОСК);
- Дизелгенераторни станции (за ДГ на двата блока);
- Циркулационни помпени станции – ЦПС - 3 и 4;
- Маслено-нафтено стопанство;
- Открита разпределителна уредба;
- Административни сгради.

Във ВПП се подържа постоянно налягане на водата 7.0–8.0kgf/cm^2 (0.69 до 0.78MPa), което намалява времето за достигане на водата до мястото на пожара. Захранването на ВПП се осъществява с вода от река Дунав чрез подхранващи електрически центробежни помпи и резервни дизелови помпи, монтирани в ЦПС3 и ЦПС4.

За пожарогасене на обекти извън технологичните помещения и сгради на централата са монтирани пожарни хидранти и гребежки, от които се зареждат с вода противопожарни автомобили.

1.3 Описание на принципната схема на АЕЦ

1.3.1 Компоновка на основното оборудване

С цел прегледност, дадената принципна схема на АЕЦ е опростена и еднолинейна, показваща основното оборудване и неговите технологични връзки. В следствие на това, повтаряемостта на оборудването и многоканалността на системите не са отразени в схемата.

КОНТЕЙМЕНТ
САОЗ
КО
ПГ
БОК
ТС
ТК
БРУ - А
БРУ - К
СРК
С
ПП
ПП
пнн/деаератор/пвн
ЦВН
ЦНН
ПО
КАГ
ОРУ 400kV
р. Дунав
ПНН
ПОК - 2
ПОК - 1
Деаератор
ТПП
ПВН
КИП и защитна арматура
помпи СБ
СН

1 — реактор, 2 — парогенератор, 3 — ГЦП, 4 — компенсатор на обема, 5 –барботажен бак (ББ), 6 — турбина, 7 — генератор, 8 — кондензатор, 9 — блочни трансформатори, 10 — работни (отпаечни) трансформатори за СН, 11 — секция собствени нужди (СН), 12 — секции електрозахранване 2-ра категория, 13 — дизел-генератор, 14 — секции електрозахранване 1-ва категория, 15 — акумулаторна, 16 — помпа TQ1 - спринклерна система, 17 — помпа TQ2 - система за аварийно и планово разхлаждане ниско налягане, *18* — помпа TQ3 - система за аварийно въвеждане на борен разтвор - средно налягане, *19* — помпа TQ4 - система за аварийно въвеждане на борен разтвор - високо налягане, 20 — бак TQ1 - спринклерна система, *21* — бак TQ3 - система за аварийно въвеждане на борен разтвор - средно налягане, *22* — бак TQ4 - система за аварийно въвеждане на борен разтвор - високо налягане, *23* —БАП – бак за аварийна подпитка, *24* — топлообменник техническа вода отговорни потребители, *25* — бризгални басейни, *26* помпа техническа вода отговорни потребители.

От схемата се вижда, че основното оборудване по първи контур е разположено в хермозащитна обвивка. Хермозащитната обвивка е изпълнена от предварително напрегнат бетон, покрит с облицовка от вътрешната страна – хермозона (ХЗ). Част от оборудването по втори контур, също е разположено в ХЗ. Това са парогенераторите (ПГ), които се явяват оборудване както на първи, така и на втори контур, както и част от паропроводите и тръбопроводите за подпитка и за продувка на ПГ. В ХЗ е разположен и БОК – басейн за отлежаване на касетите и за презарядка, както и БАП – бак за аварийна подпитка – част от системите за безопасност. Достъпа до ХЗ на хора и оборудване се осигурява от херметични шлюзове, а тръбопроводите и кабелите преминават през херметични проходки.

На схемата може да се проследи опростената топлинна схема на реакторната инсталация. Източника на топлина е в реактора, топлоносител е вода, циркулираща в рамките на първи контур и чрез топлообменик (четири парогенератора) отдава топлинната си енергия на вторичния топлоносител - също вода - в рамките на втори контур. В парогенераторите, вследствие по-ниското налягане, водата се изпарява и парата се направлява към турбината, където в следствие на разширението извършва работа на вала на турбината, на който е куплиран и генератора на електрическа енергия. Отработилата пара постъпва в кондензатора, където кондензира. Поетата топлина от охлаждащата вода в кондензатора (правоточно от река Дунав) е безвъзвратна загуба. С цел намаляване на загубите в кондензатора, част от парата се отбира и направлява в система от регенеративни топлообменници за подгряване на питателната вода, подавана обратно от кондензаторите към парогенераторите.

1.3.2 Технологичната схема на всеки блок включва следните два контура:

Първи контур е с циркулираща радиоактивна среда и се състои от един енергиен реактор и 4 циркулационни кръга. Всеки кръг включва една главна циркулационна помпа, парогенератор и циркулационни тръбопроводи от аустенитна стомана с условен диаметър Ду850мм. Парогенераторите произвеждат наситена пара с налягане 6.2 МПа.

Втори контур е с нерадиоактивна среда и включва паропроизводителната част на парогенератора, турбината и спомагателното оборудване на машинно отделение.

Техническото водоснабдяване на блоковете е правоточно от река Дунав, а техническото водоснабдяване на системите за осигуряване на ядрената и радиационната безопасност се осъществява от бризгални басейни.

Блоковете подават електроенергия към мрежата чрез открита разпределителна уредба при напрежение 400kV. Потребителите на електроенергия на блока се захранват от системата за собствени нужди.

Специалният корпус е общ за двата блока.

Инсталираната мощност на АЕЦ “Козлодуй-III” е 2200 мегавата (електрически) – два енергийни блока, всеки с по 1100 мегавата (електрически).

Всеки от енергийните блокове има следното основно оборудване:

- Един водо-воден енергиен реактор тип ВВЕР-1000 с топлинна мощност 3120MW;

- Четири хоризонтални парогенератора тип ПГВ-1000;
- Една парна турбина тип К-1000-60/1500 с 1500 оборота/минута и деаератор с налягане (абсолютно) 7 атмосфери в регенеративната система;
- Генератор тип ТВВ-1000-4 с мощност 1100MW и напрежение 24 kV;
- Четири главни циркулационни помпи.

Реакторът, парогенераторите и другите съоръжения на първи контур, работещи при високо налягане 15.7 МПа, са разположени в херметична железобетонна обвивка (контейнмънт).

За ядрено гориво се използва слабо обогатен UO2, с обогатяване до 4.4 % концентрация на ^{235}U.

Кратко описание на основното оборудване на АЕЦ:

1.3.3 Реактор и активната зона .

ВВЕР-1000 е хетерогенен водо - воден енергиен реактор, корпусен тип. Функцията на реактора е да произвежда топлинна енергия в състава на ядрената паро-производителна инсталация (ЯППИ) в АЕЦ. Това се реализира чрез организиране и поддържане на контролируема верижна реакция на делене на горивото.

Реакторът е основна част от ЯППИ, където топлината, генерирана в ядреното гориво (активната зона), се предава на топлоносителя в първи контур. Топлоносител и забавител в реактора е химически обезсолена вода с разтворена в нея борна киселина, чиято концентрация се променя в процеса на експлоатация.

Реакторът е инсталиран в херметичната зона на реакторното отделение.

Реакторът се състои от следното оборудване:

- Корпус на реактора (който е неразделна част от първи контур);
- Вътрешно-корпусни устройства (ВКУ);
- Горен блок;
- Електроразпределителен блок;
- Активна зона.

Класификацията на оборудването е представена в Таблица 1.3.3-1.

Таблица 1.3.3-1 Класификация на оборудването на реактора и активната зона

Наименование	Клас по безопасност	Група по качество	Категория по сеизмо-устойчивост
Корпус на реактора, включително заваръчните шевове на щуцерите за тръбопроводи Ду850, Ду300	1Н	А	1
Капак на реактора, включително заваръчните шевове на щуцерите за СУЗ, ТК, КНИ	1Н	А	1
Активна зона	1Н	-	1
ОР на СУЗ	2У	В	1

1.3.4 Първи контур .

Първи контур включва цялото оборудване, което съставлява границата на налягане като защитна бариера срещу разпространението на радиоактивни вещества:

- Реактор;
- Главни циркулационни тръбопроводи (ГЦТ) 4 кръга;
- Главни циркулационни помпи (ГЦП) 4 броя;
- Парогенератори (ПГ) 4 броя;
- Компенсатор на налягането (КН) и предпазни клапани (ПК) на КН;
- Свързани тръбопроводи до втората изолираща арматура по хода от активната зона на всеки тръбопровод, свързан към първи контур;
- Опорните елементи (опори, амортисьори, ограничители на преместване и др.) между елементите на първи контур и строителните конструкции се разглеждат като част от системите, включени в първи контур.

Основните функции на оборудването по първи контур е охлаждане на горивото и бариера срещу разпространението на радиоактивни продукти.

Класификация:

Таблица 1.3.3-2 Класификация на оборудването на първи контур

Наименование	Клас по безопасност	Група по качество	Категория по сеизмо-устойчивост
Оборудване на първи контур и свързаните системи към първи контур (границата на налягане на първи контур) до втория изолиращ клапан	2Н	В	1

1.3.5 Втори контур .

Паротурбинната инсталация с основните съоръжения на топлинния цикъл и със спомагателните съоръжения представляват така наречения втори контур на ядрената централа.

Системите и оборудването на втори контур са разположени в Машинна Зала, която е долепена до Реакторно Отделение с неговия херметичен обем.

Турбината е разположена в машинна зала по такъв начин, че при евентуална авария с повреда на проточната част да се сведе до минимум попадането на летящи тела в РО и причиняването на повреда – разположението е надлъжно на машинна зала и напречно на реакторно отделение.

Турбоагрегатът е предназначен за преобразуване на енергията на парата, постъпваща от парогенераторите в механична енергия на вала на турбината К 1000 60/1500 2 и след това в електрическа енергия в генератора ТВВ 1000 4УЗ.

Основни системи и оборудване на втори контур - Турбоагрегат-К-1000-60/1500-2, система от паропроводи за свежа пара, система питателна вода, система за подаване на пара от втори контур в кондензаторите на турбината, защита от превишаване на налягането, система основен кондензат, система за очистване на турбинния кондензат, система за поддръжка на ВХР (водохимичен режим), система за отбор проби, система за продувка на парогенераторите.

Турбината и спомагателните системи, са определени като системи за нормална експлоатация. Класът по безопасност на оборудването от тези системи е 4-“Н”. Сеизмичната категория на оборудването е 3.

1.3.6 Системите за електрозахранване

АЕЦ "Козлодуй" е присъединен към ЕЕС с електропроводни линии на напрежение 400, 220 и 110 kV.

Централата е присъединена към три собствени разпределителни уредби на напрежение 400, 220 и 110 kV с което се осигурява надежната й работа в нормални и

следаварийни режими.

Основен източник на ел.енергия за потребителите СН на 5 енергоблок на АЕЦ се явява турбогенератор 9GQ тип ТВВ-1000-4УЗ с номинална активна мощност 1100MW, и Uном=24кV и Iном=29.400кА.

Произведената от 9GQ електроенергия по токопровод 24кV и през генераторен прекъсвач (НЕС 7) се подава на 2 бр. блочни трансформатори 9GC01,02 които предават ел.енергия в ОРУ 400кV, а оттам в ЕЕС на страната. Трансформатори 9GC01,02 отдават (или получават) ел.енергия към ОРУ-400кV чрез прекъсвачи на ОРУ.

Преди блочните трансформатори 9GC01,02 към токопровод 24кV са свързани два работни (отпаечни) трансформатори за СН 5ВТ01,02, които служат за захранване на секции нормална експлоатация 6кV: 5BA, 5BB, 5BC, 5BD. От тях се захранват СН на енергоблока, а също и общостанционни потребители.

Във веригата на блок генератор-трансформатор между генератора 9GQ и отклонението за отпаечните работни трансформатори 5ВТ01,02 е монтиран генераторен прекъсвач НЕС 7.

Всички потребители СН се захранват от секции нормална експлоатация 5BA-5BD или от тях през съответните секции 6kV и 0.4kV.

От своя страна потребителите за СН на ел.енергия в АЕЦ се делят на 3 категории, според вида консумираната от тях ел. енергия и степента на надеждност на захранването им:

Потребители I категория – потребители на променлив и постоянен ток, недопускащи по условията за безопасност прекъсване на електрозахранването за повече от части от секундата (един период 20 ms) във всички режими, включително и в режим на пълна загуба на напрежението на променлив ток от работните и резервните трансформатори собствени нужди (режим на обезточване), изискващи обезателно наличие на захранване след сработване на аварийната защита на реактора;

Потребители II категория – потребители на променлив и постоянен ток, които имат повишени изисквания към надеждността на електроснабдяването, и допускащи прекъсване на електрозахранването за време, определено по условията на ядрената безопасност (от 15s до 1min - времето за пуск на ДГ и автоматичното включване на потребителите по АСП);

Потребители III категория – потребители на променлив ток, които нямат по-високи изисквания към надеждността на електрозахранването им, отколкото изискванията към електрозахранването на отговорните потребители на обикновените ТЕЦ.

Основно оборудване:

- Турбогенератор 9GQ тип ТВВ-1000-4УЗ.
- Блочни трансформатори 9GC01,02 тип ТЦ-630 000/400-82У. При изключен генератор 9GQ, блочните трансформатори 9GC01,02 трансформират напрежението 400kV на 24kV за захранване на ел. схема СН.
- Трансформатори собствени нужди 5ВТ01 и 5ВТ02.
- Резервните трансформатори ВТ05, ВТ06- I резервно и резервни трансформатори ВТ07, ВТ08- II резервно захранване.
- Допълнителен ДГ агрегат 5GZ с номинална мощност 5.2MW - осигурява захранване на блочни консуматори, ако при отказ на мрежата, АВР към 1во резервно и 2ро резервно захранване също е отказал
- Трансформатори 6/0.4 kV и 6/0.23 kV.
- Три ДГС 5GV, 5GW, 5GX - система за надеждно захранване на потребители собствени нужди II категория.
- Системата за надеждно електрозахранване I категория.
- Мобилен ДГ 6kV общ за двата блока.
- Мобилен ДГ 0,4kV.

Цялото оборудване от системата за аварийно електрозахранване е квалифицирано като оборудване от системите за безопасност с клас на безопасност 3

1.3.7 Спомагателни системи

Кратък списък на спомагателните системи необходими за нормална експлоатация на АЕЦ:

- Система за съхранение, презареждане и транспортиране на гориво - съвкупност от системи, устройства и съоръжения, предназначени за съхранение и транспорт на свежо и отработило гориво, както и за презареждането на активната зона.
- Система за подпитка-продувка на първи контур има основно предназначение да поддържа параметрите на първи контур чрез отнемане на определено количество топлоносител от 2 и 3-ти кръг на първи контур, което количество се дегазира в системата и се връща обратно в четирите кръга. Други важни фунции на системата са запълване/дрениране на първи контур в режими на пускане и спиране, поддържане материалния баланс на топлонисителя в първи контур, компенсиране на малки течове, дегазация на първи контур, поддържа ВХР на първи контур, компенсация на бавните изменения на реактивността, хидравлични изпитания, участва в разхкаждането на компенсатора на налягане, запълва хидроакумулаторите на пасивната система САОЗ, управление на налягането в първи контур пре неработещи ГЦП и др.
- Система за организирани дренажи от първи контур.
- Системи за съхраняване и подаване на чист кондензат.
- Системи за съхраняване и подаване на борен разтвор висока и стоянъчна концентрация, както и за приемане на боросъдържащи разтвори.
- Система за техническо водоснабдаяване неотговорни потребители.
- Система междинен контур - затворена система за охлаждане на оборудване по първи контур, изключваща попадане на радиоактивни изотопи в система техническа вода за отговорни потребители при неплътност на оборудването.
- Система за байпасно очистване на топлоноситея от първи контур.
- Система спецканализация - предназначена за събиране и съхранение на неорганизираните дренажи от помещенията в реакторно отделение.
- Система за дезактивация.
- ВХР на първи контур и система за неговото поддържане.
- Система за отбор проби.
- Система за очистване на топлоносителя от първи контур.
- Система за аварийно и планово разхлаждане.
- Система за въздухоснабдяване на пневмоклапаните.
- Система азот и газови сдувки в реаторно отделение.
- Система за очистване на газовете.
- Система за изгаряне на водорода.
- Система за филтрация и вентилация.

1.3.8 Класификация на системите

Оригиналната проектна класификация на системите на блокове 5 и 6 е извършена в съответствие с Наредба №3 на КИАЕМЦ за осигуряване безопасността на атомните централи при проектиране, изграждане и експлоатация (аналогична на ОПБ 82). Тази класификация не е предвиждала класификация на ниво компоненти и не позволява прецизиране на изискванията към отделните части от системи и компоненти.

В рамките на Програмата за модернизация на 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй” (и в съответствие с препоръките на МААЕ) е изпълнена мярка 23111, в която е извършена класификация на системите и компонентите по безопасност, сеизмика и качество по съвременни нормативни документи.

Системите (компонентите) се подразделят на:

- Системи (компонентите) за нормална експлоатация - системи (компоненти),

проектирани да осъществяват нормалната експлоатация на централата.

- Системи (компонентите) за безопасност – системи (компонентите), важни за безопасността, осигуряващи безопасно спиране на реактора или отвеждане на остатъчната топлина от активната зона или ограничаващи последиците от очакваните експлоатационни събития и авариите, предизвикани от индивидуално изходно събитие.
- Системи важни за безопасността са:
  - системи (компоненти) за безопасност и системи (компоненти) за нормална експлоатация, чиято повреда или отказ са изходни събития за авария;
  - системи (компоненти) за нормална експлоатация, отказът на които води до превишаване на установените предели на изхвърлянията или замърсяване на помещенията;
  - системи (компоненти) предвидени в проекта за управление на авариите в течение на първите три денонощия след възникване на изходното събитие;
  - системите (компоненти) за радиационен контрол.

Системите за безопасност са разделени в съответствие с техните функции на следните класове:

- защитни системи за безопасност;
- локализиращи системи за безопасност;
- осигуряващи системи за безопасност;
- управляващи системи за безопасност.

Отчитайки правилата за класификация, установени в *SSG-30 Safety Classification of Structures, Systems and Components in Nuclear Power Plants* и хармонизирането им с действащите Руски норми - *НП-001-15 „Общие положения обеспечения безопасностти атомных станций"* се предопределят 4 класа по безопасност за АЕЦ.

Клас по Безопасност 1 включва:

Топлоотделящите елементи и елементите на ядрената централа, чийто откази се явяват изходни събития за аварийни състояния, при проектно функциониране на системите за безопасност, водещи до повреждане на топлоотделящи елементи с превишаване на установените предели за безопасност.

Клас по безопасност 2 включва:

- Елементи, отказите на които са изходни събития, водещи до повреждане на топлоотделящите елементи, в допустимите предели за безопасност, при проектно функциониране на системите за безопасност, с отчитане на нормирания брой откази в тях;
- Елементи на системите за безопасност, единичните откази на които водят до неизпълнение на функциите на съответните системи.

Клас по безопасност 3 включва:

- Елементи, важни за безопасността, невключени в класове по безопасност 1 и 2;
- Елементи, съдържащи радиоактивни вещества, чието отделяне в околната среда (включително в помещенията на АЕЦ) в случай на отказ, превишава стойностите, установени в нормите по радиационна безопасност;
- Елементи, изпълняващи контролни функции по радиационна защита на персонала и населението.

Клас по безопасност 4 включва:

- Елементи от АЕЦ за нормална експлоатация, които не влияят на безопасността и не са включени в класовете по безопасност 1, 2 и 3;
- Елементи, използвани за управление на аварии, които не са включени в класове по безопасност 1, 2 или 3.

Функции по безопасност

Функциите по безопасност се присвояват на системи и елементи, които имат клас на безопасност и могат да бъдат:

Н – Системи и елементи за нормална експлоатация;

З – Системи и елементи за защита;

Л – Локализиращи системи и елементи;

О – Осигуряващи системи и елементи;

У – Управляващи системи и елементи.

Класификацията по безопасност включва комбинация от клас по безопасност и функция по безопасност. На един елемент могат да се присвояват един клас и една или повече функции по безопасност.

Примери за класификация: З-Н; З-Н,О; З-У; З-Н,У.

Функциите по безопасност по МААЕ групират оборудването в класове a, b, c, d, e_1, e_2, f, g, h, i, j, k, l, m, n, o, p, q, r, s:

(a) Предотвратяване на неприемливи преходни процеси, свързани с изменение на реактивността;

(b) Поддържане на безопасността на реактора в подкритично състояние след всички операции по неговото спиране;

(c) Заглушаване на реактора при необходимост, за да се предотврати развитието на дадено експлоатационно събитие в авария и заглушаване на реактора за намаляване на последиците от аварийни състояния (виж също (d));

(d) Заглушаване на реактора в резултат на авария със загуба на топлоносител, когато такова заглушаване е необходимо, за да се осигури съответстващо охлаждане на активната зона;

(e_1) Поддържане на достатъчно количество топлоносител в реактора, за охлаждане на активната зона по време и след аварийни състояния, при които няма повреда на първи контур;

(e2) Поддържане на достатъчно количество топлоносител в реактора, за охлаждане на активната зона по време на и след всички експлоатационни състояния;

(f)Отвеждане на топлината от активната зона, с цел ограничаване повреда на горивото след повреждане на първи контур;

(g) Отвеждане на остатъчното топлоотделяне по време на съответните експлоатационни и аварийни състояния на I контур;

(h) Отвеждане на топлина от други системи, осигуряващи безопасността към крайния поглътител на топлина;

(i) Осигуряване на системите за безопасност с необходимите средства (напр. електроснабдяване, пневматична и хидравлична енергия, смазване) за осигуряване условия за тяхната работа;

(j) Запазване на приемлива цялостност на обвивките на горивото в активната зона;

(k) Запазване на целостта на първи контур;

(l) Ограничаване изхвърляне на радиоактивни вещества от херметичния обем (хермозоната) по време на и след аварийни състояния;

(m) Поддържане на дозово натоварване на населението и персонала в допустими граници по време на и след аварийни състояния, при които се извършва изхвърляне на радиоактивни вещества от източници извън херметичния обем;

(n1) Ограничаване на радиоактивни изхвърляния и изтичане под допустимите граници

при всички експлоатационни режими за елементи, чиито повреди могат да доведат до радиационно облъчване на населението и персонала над допустимите граници;

(n2) Ограничаване на радиоактивни изхвърляния и изтичания под допустимите граници при всички експлоатационни режими за елементи, чиито повреди не могат да доведат до радиационно облъчване на населението и персонала над допустимите граници;

(o) Осигуряване на контрол на условията на околната среда в АЕЦ, за въвеждане в работа на системите за безопасност и създаване на условия на персонала, необходими за извършване на дейности, важни за безопасността;

(p) Осигуряване на контрол за изтичане на радиоактивни вещества от отработено гориво, транспортирано или съхранявано на площадката, но извън първи контур, при всички експлоатационни състояния;

(q) Отвеждане на остатъчното топлоотделяне от отработено гориво, получено в резултат на радиоактивен разпад, съхранявано на площадката, но извадено от активната зона;

(r) Поддържане на регламентирана подкритичност на горивото, съхранявано на площадката, но извадено от активната зона;

(s) Предотвратяване на отказ или ограничаване последствията от отказ на елемент или конструкция, чиито отказ може да предизвика нарушение на изпълнението на функция на безопасност.

Едно и също оборудване може да изпълнява повече от една функции на безопасност.

Оборудване, което е получило клас по безопасност 1, може да получи функции на безопасност к, j.

Оборудване, което е получило клас по безопасност 2, може да получи функции на безопасност - c, e_1, f, g, k, l, s.

Оборудване, което е получило клас по безопасност 3, може да получи функции на безопасност - a, b, e_2, h, i, m, n_1, o, p, q, r, s (за потенциално повреждащо се оборудване, което може да доведе до аварийни условия в групата за максимални проектни аварии на централата)

Към оборудване, което е получило клас по безопасност 4 може да се отнесе към функция на МААЕ - n_2.

<u>Категориите по сеизмика</u>

Категориите по сеизмична класификация на КСК се определят в съответствие с Ръководството за безопасност на МААЕ NS-G-1.6 и отчитайки изискванията на руското ръководство НП-031-01. В двата цитирани източника (на МААЕ и руски) са дефинирани 3 сеизмични категории. По-долу са дадени възприетите определения според резултантната класификация по сеизмика.

Сеизмична Категория 1 включва:

- КСК с класове 1 и 2 по безопасност и компоненти от СБ;
- КСК чиито отказ или повреда може пряко или непряко да предизвика аварийни състояния;
- Системи нормална експлоатация и техните компоненти, чиито откази при сеизмични въздействия до МРЗ включително, могат да доведат до замърсяване с радиоактивни вещества в производствените помещения и окръжаващата среда в количества, превишаващи стойностите, установени от действащите норми за радиационна безопасност;
- КСК, необходими за предотвратяване на радиоактивни изхвърляния или за поддържане изхвърлянията под установените нормите;
- КСК, необходими за:

- **сигурно заглушаване (спиране) на реактора,**
- **контрол на критични параметри,**
- **поддържане на реактора в подкритично състояние,**
- **осигуряване на функцията дълговременно охлаждане;**

➢ Здания и съоръжения, оборудване и компоненти, механическата повреда на които при сеизмични въздействия до МРЗ включително, по пътя на силово или температурно въздействие за горепосочените компоненти и системи може да доведе до отказа за изпълнение на функция по безопасност;

➢ Други системи и елементи, чието отнасяне към I категория на сеизмична устойчивост е оправдано в проекта и одобрено в съответствие с установената в АЕЦ процедура.

Сеизмична категория 2 включва:

➢ КСК невключени в категория 1, чиито откази или експлоатационни нарушения /самостоятелно или в комбинация с други системи и елементи/ могат да доведат до прекъсване на производството на електроенергия и топлинна енергия за РИ;

➢ КСК отнесени към клас на безопасност 3, които не са включени /определени/ към I-ва категория на сеизмична устойчивост;

➢ КСК, невключени в категория 1, които са необходими за предотвратяване изтичането на радиоактивност извън пределите за нормална експлоатация;

➢ КСК, невключени в категория 1, необходими да смекчат последствията от аварийни състояния, които продължават толкова дълго, че има вероятност за сеизмично въздействие в този период.

Към Сеизмична категория 3 се отнасят КСК, невключени в категории 1 и 2. Тук попадат всички останали сгради, съоръжения и техните основи, конструкции, оборудване и техните елементи. Те се осигуряват по действащите национални норми за строителство в земетръсни райони.

<u>Клас по качество на КСК</u>

Класификацията по качество се определя за технологичните системи и компоненти, на базата на присвоения клас по безопасност, прилагайки съответстващите изисквания и критерии за групиране съгласно нормативните документи и стандартите за вида оборудване. Дефинираната класификация по качество се използва при определяне степента, в която се поставят изискванията относно устройството, изработването и характеристиките на проектираното и закупувано/изработвано оборудване.

Класове по качество за флуидо-задържащи тръбопроводи и компоненти

Класовете по качество на флуидо-задържащи тръбопроводи и компоненти са дефинирани в съответствие с принципите на ПНАЭ Г-7-008-89 „Правила устройства и безопасной эксплоатации оборудования и трубопроводов АЭС" и определени в пряка връзка с класовете по безопасност на оборудването. Класификацията по качество отчита изискванията на международните норми и стандарти, чиито критерии осигуряват аналогична връзка с класовете по безопасност на оборудването.

Клас по качество A:	Граници на задържане на налягането на оборудване от клас по безопасност 1.
Клас по качество B:	Граници на задържане на налягането на оборудване от клас по безопасност 2
Клас по качество C:	Граници на задържане на налягането на оборудване от клас по безопасност 3
Клас по качество NC-M	Граници на задържане на налягането на оборудване от

	клас по безопасност 4 (включително съоръжения с ниска-степен на радиоактивно съдържание и с неядрено предназначение).

При проектиране, производство и монтаж на оборудване се използват посочените в таблицата по-долу нормативни документи и стандарти (включително и стандарти, към които те реферират). Документи могат да се прилагат алтернативно, при условие че са отчетени интерфейсите с оборудването от съществуващия проект.

За ново проектираното, закупувано/ изработвано и монтирано оборудване се прилагат принципите за класификация, съгласно актуалните документи:

- НП-089-15 "Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок";

- НП-010-16 "Правила устройства и эксплуатации локализующих систем безопасности атомных станций" – за локализиращи системи за безопасност.

За клас по качество А	ПН АЭ Г-7-008-89, група А (НП-089-15) ASME Code, част III, подраздел NB (NF за опори, клас 1) KTA 3201 серии (KTA 3205.1 за опори)
За клас по качество В	ПН АЭ Г-7-008-89, група В (НП-089-15) НП-010-98 за локализиращи СБ (НП-010-16) ASME Code, част III, подраздел NC (NF за опори, клас 2) KTA 3211 серии (KTA 3205.2 за опори)
За клас по качество С	ПН АЭ Г-7-008-89, група С (НП-089-15) ASME Code, част III, подраздел ND (NF за опори, клас 3) ASME Code, част VIII за съдържащи радиоактивен материал KTA 3211 серии (KTA 3205.2 и KTA 3205.3 за опори) Могат да се прилагат конвенционални промишлени стандарти за производство на спомагателни съоръжения на активни компоненти, например: – охлаждащо оборудване за помпи и двигатели, – маслени системи, хидравлични и пневматични системи
Клас по качество NC-M	Общопромишлени стандарти за флуидо-задържащи тръбопроводи и компоненти (например кодове за тръбопроводи, съдове под налягане, въздушни съдове и др. При приемане от надзорния орган могат да бъдат приложени алтернативно нормативните документи и стандарти от ядрен клас (предимно клас по качество С)

Класове по качество за вентилационни, климатични и отоплителни (ВКО) съоръжения

Класификацията по качество на ВКО системи и компонентите, предназначени за управление и работа с газообразни радиоактивни отпадъци е определена съгласно изискванията на НП-021-2000 „Обращение с газообразными радиоактивными отходами. Требования безопасности", в зависимост от функциите и значението им за безопасността. Класовете по качество отчитат изискванията на международните стандарти, поставящи изисквания относно проектирането, устройството и класифицирането на вида оборудване (ВКО) в съответствие със значението за безопасността, функцията и предназначението му.

Клас по качество SV	ВКО съоръжения с клас по безопасност 3 и по-висок Функциите по безопасност включват: – предотвратяване или намаляване на

	радиоактивните изхвърляния при аварийни условия; – отвеждане на топлоотделянето от тези помещения, в които е локализирано оборудването за контрол на авариите.
Клас по качество NC-V	ВКО оборудване с клас по безопасност 4, включващ: – оборудване за предотвратяване или намаляване на радиоактивните изхвърляния при експлоатационни нива; – неядрени приложения.

Посочените нормативни документи и стандарти (вкл. стандарти, към които те реферират) за проектиране, производство и изграждане могат да се прилагат алтернативно, при условие че са отчетени интерфейсите със съществуващото оборудване.

За ново проектираното, закупувано/ изработвано и монтирано оборудване се прилагат принципите за класификация, съгласно актуалните документи:

- НП-021-15 Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии „Обращение с газообразными радиоактивными отходами.Требования безопасности";

- НП-036-05 „Правила устройства и эксплуатации систем вентиляции, важных для безопасности, атомных станций" за вентилационни системи, от системи за нормална експлоатация, важни за безопасността и осигуряващи/ локализиращи системи за безопасност.

<u>За клас по качество SV</u>	НП-021-2000 за газообразни РАО (НП-021-15) ПН АЭ Г-7-008-89, Група С за оборудване за очистване на газообразни радиоактивни продукти по време на аварийни ситуации (при висока температура и налягане) (НП-089-15) НП-036-05 ASME AG-1-2003 Code Nuclear Air and Gas Treatment (2009г) KTA 3601 (11/2017)
<u>За клас по качество NC-V</u>	Общопромишлени стандарти за ВКО съоръжения

Класове по качество за електрическо оборудване

Класовете по качество на електрическото оборудване са определени в съответствие с основните принципи на ПНАЭ Г-9-026-90 „Общие положения по устройству и эксплуатации систем аварийного электроснабжения атомных станций" и ПНАЭ Г-9-027-91 „Правила проектирования систем аварийного электроснабжения атомных станций", в зависимост от строгостта на изискванията относно надеждността на осигуряваното електрозахранване. Класификацията по качество отчита изискванията на международните стандарти, касаещи електрическото оборудване и системите, които осигуряват изпълнението на важни за безопасността функции и аварийното захранване в АЕЦ.

Клас по качество SE	Електрическо оборудване от клас по безопасност 3 и по-висок
Клас по качество NC-E	Електрическо оборудване от клас по безопасност 4

Посочените нормативни документи и стандарти (вкл. стандарти, към които те реферират) за проектиране, производство и изграждане могат да се прилагат алтернативно, при условие че са отчетени интерфейсите с оборудването съгласно съществуващия проект.

За ново проектираното, закупувано/ изработвано и монтирано електрическо оборудване се прилагат принципите, съгласно актуалния към момента документ НП-087-11 „Требования к системам аварийного электроснабжения атомных станций".

За клас по качество SE	ПН АЭ Г-9-026-90 (НП-087-11) ПН АЕ Г-9-027-91 (НП-087-11) U.S. NRC Reg. Guide 1.89, Guides 1.9 и 1.32 IEEE Std 308-2012 (IEEE Std 308-2020) IEEE Std 323-2003 (EN 60780-323:2017) IEEE Std 387-2017 , IEEE Std 603-2018 KTA 3701 (2014-11), KTA 3504 (2015-11)
За клас по качество NC-E	Общопромишлени норми и национални/ международни стандарти за ел.оборудване и уредби (напр. IEC/ ISO)

Класове по качество за контролно- измервателни прибори и апаратура

Класовете по качество на контролно–измервателното оборудване са дефинирани на основата на критериите, поставени в ръководство по безопасност NS-G-1.3. „Instrumentation and Control Systems Important to Safety in NPPs”, в зависимост от значението и важността на системата и компонентите за безопасността. Класификацията по качество отчита международните стандарти, които определят изискванията към вида оборудване (КИПиА) във връзка с обезпечаваните функции и ролята за постигане или запазване на безопасността.

Клас по качество SI-1	За КИПиА оборудване за клас по безопасност 2. Той включва КИПиА оборудване от: – защитни системи за безопасност; – за сработване на системите за безопасност; – елементи на осигуряващите системи за безопасност; – параметри първа категория на системи за мониторинг на аварии.
Клас по качество SI-2	Включва КИПиА оборудване от системи, важни за безопасността, невключени в клас по качество SI-1: – аварийна сигнализация; – оборудване, свързано с радиационната безопасност, предназначено за контрол на експлоатационните предели за дозово натоварване; – втора категория параметри на системи за мониторинг на аварии, лимитиращи системи, служещи за предотвратяване задействане на системите за безопасност; – КИПиА оборудване за клас по безопасност 3.
Клас по качество NC-I	КИПиА оборудване за клас по безопасност 4.

Посочените нормативни документи и стандарти (вкл. стандарти, към които те реферират) за проектиране, производство и изграждане могат да се прилагат алтернативно, при условие, че са отчетени интерфейсите с оборудването съгласно съществуващия проект.

За ново проектираното, закупувано/ изработвано и монтирано оборудване се прилагат изискванията на база на класификацията и функциите на системите и компонентите при осигуряването на безопасността, определени съгласно актуалните документи:

- SSG-39 „Design of Instrumentation and Control Systems for Nuclear Power Plants";

- БДС EN 61226:2010 "Ядрени централи. Апаратура и управление, важни за безопасността. Класификация на функциите на апаратурата и командите за управление."

За клас по качество SI-1	IEC 61226, категории A и B (БДС EN 61226:2010) U.S. NRC Reg. Guide 1.97 (категория 1) IEEE 420-2013, IEEE 497-2016 IEEE 603-2018 KTA 3501, KTA 3502 за параметри първа категория на системите за мониторинг на аварии
За клас по качество SI-2	IEC 61226, категория C (БДС EN 61226:2010) U.S. NRC Reg. Guide 1.97 (категория 2) KTA 3502, за параметри на системите за мониторинг на аварии
За клас по качество NC-I	Общопромишлени норми и национални/ международни стандарти за КИПиА оборудване и системи за контрол (напр. IEC/ IEEE стандарти).

Класове по качество за подемно-транспортни съоръжения (ПТС)

Класовете по качество на подемно транспортните съоръжения са определени на база изискванията на ПНАЭ Г-14-029-91 „Правила безопасности при хранении и транспортировке ядерного топлива на объектах атомной энергетики", отчитайки промишлените норми за проектиране и безопасна експлоатация на кранове и товарни подемни устройства. Класовете по качество отчитат и международните норми и стандарти, определящи повишени и допълнителни изисквания относно ПТС, чийто отказ може да причини критични аварии или да доведе до изхвърляне на радиоактивност.

Клас по качество SL-1	ПТС за клас по безопасност 2. Този клас включва оборудване, чийто потенциален отказ трябва да се изключи чрез висока надеждност на проекта и експлоатационен контрол.
Клас по качество SL-2	ПТС за клас по безопасност 3. Този клас включва оборудване, чийто потенциален отказ трябва да бъде сведен до минимум чрез висока надеждност на проекта и експлоатационен контрол.
Клас по качество NC-L	ПТС за клас по безопасност 4. Този клас включва: – ПТС в помещения свързани с безопасността в АЕЦ, но без риск, че техният отказ ще доведе до ядрена авария; – ПТС в конвенционални сгради и помещения на АЕЦ „Козлодуй".

Посочените нормативни документи и стандарти за съответните класове по качество за ПТС (вкл. стандарти, към които те реферират) могат да се прилагат алтернативно, при условие че са отчетени интерфейсите с оборудването съгласно съществуващия проект.

За ново проектирани, закупувани/ изработвани и монтирани ПТС се прилагат принципите за класификация и изискванията, съгласно актуалните към момента документи:

- НП-061-05 „Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах использования атомной энергии”;

- НП-043-18 "Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных машин и механизмов, применяемых на объектах использования атомной энергии”

За клас по качество SL-1	ПН АЭ-Г-14-029-91 за съхранение и транспортиране на ядрено гориво на площадката (НП 061-05) NUREG 0612, ANSI/ANS 57.1 за оборудване, чийто отказ би довел до сериозни последици КТА 3902 (по-високи изисквания), КТА 3903, КТА 3905
За клас по качество SL-2	ПН АЭ-Г-14-029-91 за съхранение и транспортиране на ядрено гориво на площадката (НП 043-18) NUREG 0612, ANSI/ANS 57.1 за оборудване, чийто отказ би довел до последици свързани с ядрената безопасност КТА 3902 (допълн.изисквания), КТА 3903, КТА 3905
За клас по качество NC-L	Общопромишлени стандарти за ПТС

1.3.9 Класификация на системите важни за безопасността (СВБ):

Класификацията по безопасност и по сеизмоустойчивост е представена в съответствие действащите в момента документи:

- НП-031-01 – “Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций”;
- НП-001-15 – “Общие положения обезпечения безопасности атомных станций”.

Таблица1.3.8-1 Класификация на системите за безопасност и системите важни за безопасността

Код	Система	Класи-фика-ция	Клас по Безоп.	Кат. по Сеизм.	Клас. по Кач.	ФБ по МААЕ	Функция на безопасност
АВР	Система за надеждно електрозахранване I категория за СБ	СБ	3 – О	1	SE	i	Предоставяне на надеждно електрозахран-ване
АК	Система за контрол на критичните параметри	СВБ	2 - Н	1	В		Контрол на параметри свързани с безопасността
AKNP	Система за контрол на неутронния поток	СБ	2 - У	1	SI-1	с	Заглушаване на реактора
ARM	Система за управление на мощността на реактора	СВБ	3 - Н	2	SI-2	а	Предотвратява не на радиоактивни изхвърляния
ASUT	Система за управление на турбината и параметрите по втори контур - панели и регулатори, свързани с безопасността	СВБ	3 – У,Н	2	SI-2	не	Експлоатационна система важна за безопасността
AZ	Система за Защита на Реактора	СБ	2 - У	1	SI-1	с	Заглушаване на реактора

Код	Система	Класи-фика-ция	Клас по Безоп.	Кат. по Сеизм.	Клас. по Кач.	ФБ по МААЕ	Функция на безопасност
COM	Система за свръзки	СВБ	3 - Н	1	SI-2	Не е дефи-нира-на	Комуникация в Аварийни ситуации
DG	Дизелгенератори за надеждно електрозахранване - СБ	ОСБ	3 – О	1	SE	i	Предоставяне на надеждно електрозахран-ване
F	Панели за надеждно електрозахранване на осветлението в сградите	СБ	3 – О	1	SE	i	Предоставяне на надеждно електрозахран-ване
KRU4	Секции 0.4 kV – надеждно електрозахранване	СБ	3 – О,Н	1	SE	i	Предоставяне на надеждно електрозахран-ване
KRU6	Секции 6 kV – надеждно електрозахранване	СБ	3 – О,Н	1	SE	i	Предоставяне на надеждно електрозахран-ване
PZ	Предупредителна защитата на реактора	СВБ	3 - У	2	SI-2	a	Предотвратява не на радиоактивни изхвърляния
QC	Горивна система на дизел генераторите	ОСБ	3 - О	1	C	i	Предоставяне на надеждно електрозахран-ване
QD	Маслена система на дизел генераторите	ОСБ	3 - О	1	C	i	Предоставяне на надеждно електрозахран-ване
QE	Система обезсолена вода за дизелгенераторната сграда	ОСБ	3 - О	1	C	i	Предоставяне на надеждно електрозахранване
QF	Система техническа вода за "А" категория консуматори извън реакторно отделение	ОСБ	3 – О,Н	1	C	h	Отвеждане на топлината
QG	Дизелгенератор - стартова система	ОСБ	3 – О	1	C или ин-дус-триа-лен клас	i	Предоставяне на надеждно електрозахран-ване
RA	Главни паропроводи в машинна зала	СВБ	3 - Н	3	C	no	Експлоатационна система важна за безопасността

Код	Система	Класи-фика-ция	Клас по Безоп.	Кат. по Сеизм.	Клас. по Кач.	ФБ по МААЕ	Функция на безопасност
RC	Система за байпасиране на турбината	СВБ	3 - Н	3	C	не	Система важна за безопасността
RL	Система за питателна вода в машинна зала	СВБ	3 - Н	3	C	не	Експлоатационна система важна за безопасността
ROM	Система за Ограничаване на мощността на реактора	СВБ	3 - У	2	SI-2	a	Предотвратява не на радиоактивни изхвърляния
RTZO	Електрозахранване на шкафове 0.4 kV – надеждно електрозахранване	СБ	3 – О,Н	1	SE	i	Предоставяне на надеждно електрозахран-ване
SIGN	Панели за управление и сигнализация	СВБ	3 - У	1	SI-2	Не е дефи-нира-на	КИП и А Оборудване за експлоатационни системи
SIGN	Панели за управление и сигнализация	СБ	2 - У	1	SI-1	Не е дефи-нира-на	КИП и А оборудване за СБ и свързани с безопасността
SLA	Локализираща система	СБ	2 - Л	1	B	l	Задържане на радиоактивни продукти при авария
SUZ	Система за управление и защита на реактора	СБ	2 - У	1	SI-1	c	Спиране на реактора
SVRK	Система за вътрешно - реакторен контрол	СВБ	3 - Н	2	SI-2	l,a	Предотвратяване на радиоактивни изхвърляния
TB1	Система за концентрирани борни разтвори	СВБ	3 - Н	2	C	b, e1,n1	Поддържане на спряно състояние
TB3	Система за съхраняване на борни разтвори	СВБ	3 - Н	2	C	b, e1,n1	Поддържане на спряно състояние
TC	Система за байпасно очистване на топлоносителя	СВБ	2 - Н	1	B	k	Цялост на I контур Задържане на високо радиоактивен флуид
TF	Система междинен контур	СВБ	3 - Н	2	C	n1	Задържане на високо радиоактивен флуид (при теч от топлообменник)

Код	Система	Класи-фика-ция	Клас по Безоп.	Кат. по Сеизм.	Клас. по Кач.	ФБ по МААЕ	Функция на безопасност
TG	Система за отлежаване на отработено гориво	СВБ	3 - Н	1	C	q	Отвеждане на остатъчната топлина, Поддържане на подкритичност на отработеното гориво
TK	Система за продувка и подпитка	СВБ	3 - Н	2	C	n1	Подпитка на I контур при нормална експлоатация
TL	Вентилационни системи в зона със строг режим – охлаждане на оборудване в хермозоната TL01,TL02, TL03, TL04, TL05, TL21, TL22-42	СВБ	3 - Н	2	SV	n1	Охлаждане на оборудване, важно за безопасността
TL	Вентилационни системи в зона със строг режим – изсмукване на въздух от замърсени помещения TL23, TL27	СВБ	3 - Н	2	SV	n1	Задържане на висока активност в изхвърляния въздух
TL	Вентилационни системи в зона със строг режим – охлаждане на оборудване от системи за безопасност TL10, TL13	ОСБ	3 - О	1	SV	o	Охлаждане на оборудване от СБ
TQ1	Сплинклерна система	СБ	2 -Л	1	B	l	Осигуряване на сплинклерна функция Задържане на радиоактивни продукти при авария
TQ2	Система за аварийно охлаждане на зоната (ниско налягане)	СБ	2 –3,Н	1	B	f, g, c	Охлаждане на зоната след теч, поддържане на реактора в подкритично състояние
TQ3	Система за аварийно охлаждане на зоната (високо налягане)	СБ	2 -3	1	B	c, e1, f	Охлаждане на зоната след теч, поддържане на реактора в подкритично състояние

Код	Система	Класи-фика-ция	Клас по Безоп.	Кат. по Сеизм.	Клас. по Кач.	ФБ по МААЕ	Функция на безопасност
TQ4	Система за впръскване на бор с високо налягане	СБ	2 - З	1	B	c, e1	Аварийно впръскване в I контур, поддържане на подкритично състояние на реактора
TQ40	Система за отвеждане на осстатъчната топлина	СБ	2 –Н	1	B	f, g	Аварийно охлаждане на зоната
TS10	Система за изгаряне на водорода	СВБ	3 - Н	2	C	n1	Задържане на високо радиоактивен флуид
TS20	Система за очистване на газовете	СВБ	3 - Н	2	C	n1	Задържане на високо радиоактивен флуид
TV	Система за пробоотбиране в реакторно отделение свързани линии до първи контур (до локализиращи клапани)	СВБ	2 - Н	1	B	k	Цялост на I контур
TV	Система за пробоотбиране в реакторно отделение - клапани и свързани тръбопроводи извън хермозоната	СВБ	3 - Н	2	C	n1	Задържане на високо радиоактивен флуид
TW	Система за събиране на твърди РАО	СВБ	3 - Н	1	C	m	Предотвратяване на радиоактивни изхвърляния
TX	Аварийна питателна вода, свързана с безопасността част от тръбопроводите към ПГ за пара и питателна вода	ЗСБ	2 - З	1	B	f, g	Отвеждане на топлината при малки течове и аварии без течове
TY	Система за организирани дренажи	СВБ	2 - Н	1	B	k	Цялост на I контур Задържане на високо радиоактивен флуид
KIS	Компютърна информационна система	СВБ	3 - Н	3	SI-2	не	Експлоатационна система
UJ	Противопожарни системи за защита на оборудване от СБ	СБ	3 - З	1	C	Не е дефи-нира-на	Противопожарни средства за системи, свързани с безопасността

Код	Система	Класи-фика-ция	Клас по Безоп.	Кат. по Сеизм.	Клас. по Кач.	ФБ по МААЕ	Функция на безопасност
UJ	Противопожарни системи	СВБ	3 - Н	1	SL-2	Не е дефи-нира-на	Сигнализация за пожар в помещения, свързани с безопасността
KIP	ПТК УСБ	СБ	2 – У,Н	1	SI-1	Не е дефи-нира-на	Осигурява работата на оборудване за системите за безопасност
URB	Система за бързо разтоварване на реактора	СВБ	3 - У	2	SI-2	a	Предотвратява не на радиоактивни изхвърляния
US	Въздушни компресори, високо налягане	СВБ	4 - Н	3	NC-M	не	Експлоатационна система важна за безопасността
UT	Сгъстен въздух системи за отваряне на изолиращи клапани на хермозоната	СВБ	3 - О	1	C	i	Осигуряване на среда за отваряне на изолиращи клапани на хермозоната
UV	Вентилационни системи от чиста зона - Охлаждане на оборудване от СБ	СВБ	3 - О	1	SV	o	Охлаждане на оборудване от СБ
UV	Вентилационни системи от чиста зона- охлаждане на оборудване от СНЕ	СВБ	3 - О	1	SV	o	Охлаждане на проходките на хермозоната
UW	Системи за Вентилация и кондициониране в спомагателните сгради	СВБ	3 - О	1	SV	o	Охлаждане на оборудване от СБ
VB	Система техническа вода за консуматори група В	СВБ	3 - Н	2	C	n1	Задържане на високо радиоактивен флуид (при отказ на топлообменник)
VF	Система техническа вода за консуматори група А в реакторно отделение	СБ	3 – О,Н	1	C	h	Отвеждане на топлината

Код	Система	Класи-фика-ция	Клас по Безоп.	Кат. по Сеизм.	Клас. по Кач.	ФБ по МААЕ	Функция на безопасност
XC10	Система за филтрирано понижаване на налягането в херметичния обем – Скрубер,тръбопровод и и механична част на системата	СБ	2 - Л	1	B	n1	Предотвратяване разрушаване на хермозоната при тежки аварии
XP10	Система за измерване на водорода в ХЗ (контрол на критичните параметри)	СБ	3 – Н	1	SI-2	s	Наблюдение на параметър свързан с безопасността
XP20	Система за рекомбиниране на водорода в Херметичния обем	СБ	3 - Л	1	SV	s,l	Намаляване съдържанието на водород в атмосферата на хермообема при аварии с теч на топлоносител
XQ	Система за радиационен мониторинг	СВБ	3 – Н	2	SI-2	m	Оборудване за контрол на радиационната обстановка
YA	Главни циркулационни тръбопроводи	СВБ	2 - Н	1	B	k	Цялост на I контур
YB	Парогенератори	СВБ	2 – Н,З	1	B	k, f, g	Цялост на I контур, RHR
YC	Реактор	СВБ	1 – Н	1	A	j,k	Цялост на I контур, охлаждане на горивото, спиране на реактора
YD	Главна циркулационна помпа	СВБ	2 - Н	1	B	k, g, s	Охлаждане на I контур
YE	Система за защита на корпуса на реактора от студено опресоване	СВБ	2 - У	1	B	k	Цялост на I контур
YH	Система за контрол на нивото на топлоносителя в Реактора	СВБ	2 - Н	1	B	s	Наблюдение на параметър свързан с безопасността
YP1	Система за компенсиране на налягането - Компенсатор на налягането включително тръбопроводи за впръск	СВБ	2 - Н	1	B	k	Цялост на I контур Защита на I контур от превишаване на налягането

Код	Система	Класи-фика-ция	Клас по Безоп.	Кат. по Сеизм.	Клас. по Кач.	ФБ по МААЕ	Функция на безопасност
YP2	Система за компенсиране на налягането - Барботажен бак, тръбопроводи от предпазни клапани	СВБ	3 - Н	1	С	n1	Задържане на високо радиоактивен флуид
YP20	Система за компенсиране на налягането - Компенсатор на налягането предпазни клапани и свързани тръбопроводи	СБ	2 – 3, Н	1	В	k	Цялост на I контур Защита на I контур от превишаване на налягането
YR	Аварийна газоотделяща система	СБ	2-3,Н	1	В	f, g, n1	Поддържане на възможността за отвеждане на топлината
YT	Пасивна система за аварийно охлаждане на зоната	СБ	2-3	1	В	c, f	Отвеждане на топлината от активната зона след теч, поддържане на спряно състояние на реактора

1.4 редставяне в табличен вид на основните технически характеристики на АЕЦ

1.4.1 Количество на енерго блокове

Таблица 1.4.1-1 Тип на основното оборудване монтирано на площадката на АЕЦ Козлодуй

№	Енергиен блок	Тип на реактора	Тип на парогенераторите	Тип на турбината	Тип на генератора
1	5 блок	В-320	ПГВ-1000М	К-1000-60/1500-2	ТВВ-1000-4
2	6 блок	В-320	ПГВ-1000М	К-1000-60/1500-2	ТВВ-1000-4

1.4.2 Експлоатационен ресурс на реакторната и паро турбинната инсталация

Таблица 1.4.2-1 Експлоатационен ресурс на основното оборудване по първи и втори контур

№	Характеристика	Димензия	Стойност
1.	Проектен ресурс на корпуса на реактора	години	40
2.	Проектен ресурс на оборудването на първи контур	години	30
3.	Проектен ресурс на паро турбинната инсталация	години	30
4.	Ресурс на корпуса на реактора и оборудването на първи контур след изпълнението на програмата за продължаване на срока за експлоатация	години	60 валиден до 2047г.
5.	Ресурс на защитната херметична обвивка след изпълнението на програмата за продължаване на срока за експлоатация	години	60 валиден до 2047г.
6.	Ресурс на паро турбинната инсталация след изпълнението на програмата за продължаване на срока за експлоатация	години	60 валиден до 2047г.

1.4.3 Електрическа и топлинна мощност на 5 блок

Таблица 1.4.3-1 Основните технически характеристики на 5 блок:

№	Характеристика	Размерност	Стойност
1.	Електрическа мощност на генератора	MW	1100
2.	Проектна топлинна мощност на реактора	MW	3000
3.	Топлинна мощност на реактора след реализацията на проекта за преминаване към повишено ниво на мощност	MW	3120
4.	Максимално допустима топлинна мощност на реактора	MW	3182
5.	КПД на блока	%	34
6	Разход на електро енергия за собствени нужди	MW	40
7.	Брой на циркулационните кръгове	-	4
8.	Брой на ПГ (хоризонтални)	-	4
9.	Брой на ГЦП	-	4
10.	Брой на турбините	-	1

№	Характеристика	Размерност	Стойност
11.	Брой на ТОК в активната зона	-	163
12.	Структура на каналите на системите за безопасност: - активни системи - Хидроакумулатори (ХА) на САОЗ – пасивна система	-	 3 канална 2 канална

1.4.4 Топлофикационна мощност на 5 блок

Таблица 1.4.4-1 Основни технически характеристики на подгревателите тип ПСВ 500 –14 - 23 и ПСВ 500-3-23

N	Наименование	Димензия	Номинални параметри	
			5UM21,22W03	5UM21W01,02
1.	Тип	-	ПСВ 500-14-23	ПСВ 500-3-23
2.	Нагревна площ	m2	500	500
3.	Работно налягане в тръбната система	kgf/cm2 (абс)	24.0	24.0
4.	Работно налягане в корпуса	kgf/cm2 (абс)	15.0	4.0
5	Тестово хидравлично налягане: - в тръбната система - в корпуса	 kgf/cm2 kgf/cm2	 30.5 28.0	 30.5 6.0
6.	Разход на вода	t/h	1800	1150
7.	Хидравлично съпротивление на тръбната система	kgf/cm2	6.0	5.5
8.	Обем на тръбната система	m3	3.0	3.0
9.	Обем на корпуса	m3	8.4	8.3
10.	Материал на тръбния сноп	-	12Х18Н10Т	12Х18Н10Т
11.	Проектна топлинна мощност на подгревателите	MW	120	

1.4.5 Коефициент за използване на инсталираната мощност

Коефициентът на използваемост на инсталираната мощност (КИИМ, LF) е комплексен показател за оценка тенденциите в експлоатацията на ядрените енергоблокове като надеждност при работа, оптимизация и ефективност на производствената и на ремонтната дейност [45].

КИИМ се определя като съотношението между действително произведената брутна електроенергия за определен период от време и референтното производство за същия период, изразено в проценти.

Като изходни данни за пресмятането на показателя се използват:

- Референтна/номинална електрическа мощност [RP] – 1040MW;
- Референтен времеви интервал [T кал.] – календарни часове за отчетения период, h;
- Референтно/номинално електропроизводство на блок – REG=RP*T кал., MWh;
- Действително брутно производство на електрическа енергия за отчетения период, MW.

$$LF=100*\frac{БП}{REG};\ [\%]$$

За всяка календарна година целевите стойности на КИИМ се определя на база производствената програма от бизнес плана на АЕЦ „Козлодуй”.

Показателят за използваемост на инсталираната мощност се изчислява поотделно за всеки енергоблок и за АЕЦ.

Стойностите на КИИМ може да превишават 100% в случаите на отчетено свръхпроизводство в резултат на по-благоприятни околни условия в сравнение с номиналните (например по-ниска температура на охлаждащата вода). Обикновено свръхпроизводството се отчита през зимния период.

1.4.6 Разход на електро енергия за собствени нужди

Представено в &1.4.3

1.4.7 Презареждане на горивото

Основното оборудване на системата за презареждане включва:

- полярен кран;
- машина за презареждане;
- захвати на чохъл РО;
- траверса за транспортиране ТК;
- шандор;
- универсално гнездо;
- контейнер ТУК 13;
- херметичен пенал.

Таблица 1.4.7-1 Основни технически параметри на полярния кран

Наименование на параметъра	Стойност
Товароподемност на главната количка, основна вилка	320 t
Товароподемност на спомагателната количка, основна вилка	160 t
Височина на повдигане на главната количка, основна вилка	15 m
Височина на повдигане на спомагателната количка, основна вилка	45 m
Пробег на крана	43 m
Височина на главата на подкрановата релса	43 m
Ширина на главата на подкрановата релса	140 m
Скорост на повдигане	0-1,1 m/min
Скорост на преместване	0-19 m/min
Скорост на преместване на оста	0.05 m/min m/min

Наименование на параметъра	Стойност
Скорост на въртене на оста	0.05 m/min
Работен ход на крана	±370°
Точност на позициониране на дадена координата	7 mm

Таблица 1.4.7-2 Основни технически параметри на презареждащата машина

Компонент	Параметър	Стойност
Мост	Скорост на придвижване	0,18 ÷ 16,3 m/min
	Работен ход	20630,8 mm
	Дължина на пълният ход	20800 mm
Тележка	Скорост на придвижване	0,18 ÷ 10 m/min
	Работен ход	5542,4 mm
	Дължина на пълният ход	5680 mm
Привод на подрива	Скорост на преместване	0,18 m/min
	Максимално усилие, действащо на ТОК	39240 N
	Минимално усилие	5000 N
	Максимален ход на привода	210 mm
Привод на подема на основното въже	Скорост на придвижване	0,12 ÷ 10,5 m/min
	Тегло на първа секция	495 ÷ 520 kg
	Индикация на горно положение на първа секция	“0”
	Долно положение на първа секция	10770 mm
	Допустимо отклонение на усилието на основното въже при спускане или вдигане	± 736 N
	Натиск върху ТОК при отслабване на основното въже	11000 N
Привод на фиксатора на работната щанга	Скорост на придвижване	2,8 m/min
	Максимален ход	300 mm
Привод на подема на захвата за ОР СУЗ	Скорост на придвижване на захвата	0,3 ÷ 9,62 m/min
	Работен ход	4500 mm
	Усилие на въжето (ОР СУЗ + захват)	300 N
Привод на въртенето на работната щанга	Скорост на въртене	120° /min
	Завъртане съгласно индикацията	0° ÷ 45°; 45° ÷ 0°
	Усилие при отваряне и затваряне на тапи	980 Nm
Привод на подема на телевизионната щанга	Скорост на подема	0,128 ÷ 7,7 m/min
	Дължина на работният ход	10535 mm
	Усилие на въжето	1500 N

Таблица 1.4.7-3 Основни технически параметри на чохъл

Наименование на параметъра		Стойност
Маса	В нормално състояние	6150 kg
	В заредено състояние	≤15000 kg
Височина		4750±6mm
Диаметър		Ø1350±2mm
Товароносимост (с отчитане масата на чохъла)		15 t

Таблица 1.4.7-4 Основни технически параметри на траверса 130 t

Наименование на параметъра	Стойност
Допустима товароносимост	130 000 kg
Собствено тегло	6 500 kg
Максимална дължина	14 405 mm
Максимална ширина	2775 mm
Допустими температури в помещението	5÷60°C

Таблица 1.4.7-5 Основни технически параметри на на шандор

Наименование на параметъра	Стойност
Материал на металоконструкцията и закладната рама на хидрозатвора	12Х18Н10Т ГОСТ 5632-72
Материал на крепежните елементи и вала на притискателните елементи	14Х17Н2 БДС 6738
Уплътняващ материал	Каучуков уплътнител ТМКШ-М по ГОСТ 7338-77
Височина на уплътнявания отвор	7,4 m
Хидростатичен напор	7,32 m
Широчина на уплътнявания отвор	1,2 m
Дебелина на плочата на хидрозатвора	40 mm
Тегло на хидрозатвора	5100 kg
Тегло на закладната рама	4150 kg

Таблица 1.4.7-6 Основни технически параметри на универсалното гнездо /УГ/

Наименование на параметъра	Стойност
Геометричен обем на УГ при снет шандор	80 m^3
Геометричен обем на УГ при уплътнен шандор	170 m^3

Сечение на универсалното гнездо	12,6 m^2
Кота на дъното на УГ	22,39
Кота на запълване при операции с презареждане	36,2

Таблица 1.4.7-7 Основни технически параметри на контейнер ТУК-13

Наименование на параметъра	Стойност
Маса на комплекта ТУК 13/3 (Разчетна)	
1) В не заредено състояние	100,75 t
2) В заредено състояние включително и масата на антифриза –не повече	109,6 t
Максимално количество ОТОС транспортирани в контейнера	12бр.
Сумарна мощност на остатъчното топло отделяне на ОТВС (за 12 броя ОТВС) -не повече от	20kW
Максимално допустима температура на обвивката на ОТОС	350°C
Налягане на хидроизпитание на корпуса и неутронната защита	1,05±0.05 MPa
Вид на средата във вътрешния обем при транспортиране	Въздух
Вид на средата във вътрешния обем при разхлаждане на контейнера на блокове 5 и 6	≥ 16 g/kg разтвор на H_3BO_3
Вид на пълнителя за обвивката на неутронната защита	ОНК –65 ГОСТ 28084-89 или ХОВ
Разчетен обем на антифриза за запълване в обвивката на неутронната защита при температура 20°C	3500 dm^3
Маса на антифриза в обвивката на неутронната защита - не повече	4500kg
Разчетно налягане вътре в контейнера и обвивката на неутронната защита при нормални условия на транспортиране	0,69 MPa
Работно налягане в контейнера	0,69 MPa

Таблица 1.4.7-8 Основни технически параметри на хермопеналите

Наименование на параметъра	Стойност
Материал на основните детайли	X8CrNiTi18-10
Тегло на хермопенала	465 kg
Тегло на тапа	48 kg
Външен диаметър	350 mm
Дебелина на стената	4 mm
Височина	4940 mm
Вътрешен обем на хермопенала	0,41 m^3
Брой охлаждащи тръби	108 mm

Външен диаметър на охлаждащата тръба	10 mm
Дебелина на охлаждащата тръба	1 mm

1.4.8 Основни параметри на топлоносителя на първи и втори контур

Таблица 1.4.8-1 Основни топлотехнически характеристики на реактарната установка В-320 в съответствие с [14 и 16]

Параметър	Стойност			
Брой на работещите ГЦП	4	3	2 срещупол.	2 съседни
Максимално допустима мощност на реактора, MW/%	3120 (±62,5)/ 104 (±2)	1800 (±62,5)/ 60 (±2)	1250 (±62,5)/ 41.6 (±2)	1250 (±62,5)/ 41.6 (±2)
Максимално допустимо средно подгряване на топлоносителя в реактора °C	32,0 (±0,5)	23,0 (±0,5)	21,3 (±0,5)	21,3 (±0,5)
Максимално допустимо подгряване на топлоносителя в циркулационния кръг, °C/	33,0 (±0,5)	29,7 (±0,5)	28,0 (±0,5)	28,0 (±0,5)
Максимално допустимо подгряване на топлоносителя в касетите, °C	46,0 (±1.5)	39,9 (±1.5)	42,2 (±1.5)	42,2 (±1.5)
Уставка на сработване на АЗ (по АКНП) %	110	70	51	51
Уставка на сработване на РОМ (по АКНП) %	106	62	43.6	43.6
Максимално допустима температура на топлоносителя на изход от касетите , °C	337,0 (±1)	330,9 (±1)	333,2 (±1)	333,2 (±1)
Разход на топлоносителя през реактора, m3/h	85800÷ 92200	63600÷ 68260	40760÷ 43760	40760÷ 43760
Максимално допустима температура на топлоносителя в "студения" участък на който и да е от работещите циркулационни кръгове, °C	291,0			

Таблица 1.4.8-2 Основни топлотехнически характеристики на парогенератор ПГВ-1000М на РИ В-320

Наименование на параметъра	Стойност

Наименование на параметъра	Стойност
Повишена топлинна мощност, MW	783
Максимална топлинна мощност, MW	837,6
Паропроизводителност на ПГ при повишена топлинна мощност, t/h	1536,0+130
Налягане на генерираната пара (абсолютно), kgf/cm^2	64 (±2)
Разход на топлоносителя в първи контур през ПГ, m^3/h	22590^{+700}_{-900}
Температура на топлоносителя на първи контур на изход от парогенератора (на вход в реактора), ºC	290
Влажност на парата на изход от колектора за пара на ПГ, не повече от, % от масата,	0,2
Температура на подхранващата вода, tпв , ºC	220±5
Налягане на топлоносителя в първи контур на вход в парогенератора (абсолютно), MPa	15,7±0,3
Разход на непрекъснатата продувка, t/h	8,0 - 8,5

1.4.9 Други параметри необходими за представяне на основните характеристики на 5 блок наАЕЦ „Козлодуй”

Таблица1.4.9-1 Основни проектни параметри на парна турбина К-1000-60/1500-2

№	Наименование на параметъра	Димензия	Стойност
1.	Налягане на свежата пара пред СРК: - номинално - максимално (разчетно) - максимално при работа на БРУ-К	 kgf/cm^2 kgf/cm^2 kgf/cm^2	 60 80 64
2.	Температура на свежата пара пред СРК: - номинална - максимална	°C	 274.3 293.6
3	Номинална мощност	MW	1055
4	Максимална мощност	MW	1114
5.	Степен на сухост на парата пред СРК: - номинална - минимална	 - -	 0.995 0.990
6.	Максимален масов разход на свежа пара към турбината, включително масовия разход за СПП	t/h	6430
7.	Температура на парата след СПП.	°C	250
8.	Налягане на парата пред ЦНН	kgf/cm^2	11.4

9.	Разчетно абсолютно налягане на парата на вход в кондензаторите при разчетна температура на охлаждащата вода 15°C и обемен разход на тази вода (през кондензатора) 169800 m^3	kgf/cm^2	0.04

Таблица1.4.9-2 Основни проектни параметри на турбо подхранващи помпи ОК-12

Параметър	Стойност
Номинална мощност, kW	11600
Номинални обороти, rpm	3500
Налягане, kgf/cm^2(MPa)	9.9 (0.97)
Температура, °C	248

Таблица1.4.9-3 Основни проектни параметри на бустерната помпа ПТА 3800–20

Параметър	Стойност
Разход, m^3/h	3800
Налягане на смукателната страна, kgf/cm^2 (MPa)	7.7 (0.75)
Налягане на напор, kgf/cm^2 (MPa)	27.0 (2.65)

Таблица1.4.9-4 Основни проектни параметри на питателна помпа ПТА-3750-75

Параметър	Стойност
Разход, m^3/h	3760
Температура на работната среда, °C	165
Налягане на смукателната страна, kgf/cm^2 (MPa)	27 (2.65)
Налягане на изход от помпата, kgf/cm^2 (MPa)	100 (9.81)

1.4.9.1 Технологични параметри за задействане на аварийната защита на реактора и активната система за безопасност

Таблица 1.4.9-5 Основни технологични параметри за задействане на аварийната защита на реактора

Сигнал №	Описание
	Аварийна защита
1.	Спиране на реактора при период на изменение на неутронния поток <10 s за целия диапазон на мощност.
2.	Спиране на реактора при повишаване на мощността N > 110%Nном. (уставката е постоянна)
3.	Спиране на реактора при повишаване на текущата мощност > Nзад. за целия диапазон на мощност (уставката е променлива).
4.	Спиране на реактора при понижаване на разликата между температурата на насищане в I контур и температурата на топлоносителя в горещата част на кой да е от кръговете под 10°C.

Сигнал №	Описание
5.	Спиране на реактора при съвпадане на следните сигнали в който и да е от 4-те паропровода: - налягане в паропровода под 50 kgf/cm2; - разлика между температурите на насищане на работната среда в първи и втори контур над 75°C.
6.	Спиране на реактора при повишаване на налягането в хермозоната над 0.3 kgf/cm^2 (над атмосферното)
7.	Спиране на реактора при понижаване на налягането над активната зона на реактора под 140 kgf/cm2 и температура на топлоносителя в горещата част на кой да е от кръговете повече от 260 °C.
8.	Спиране на реактора при понижаване на налягането над активната зона на реактора под 150 kgf/cm2 и мощност на РУ повече от 75% Nном.
9.	Спиране на реактора при повишаване на налягането в I контур над 180 kgf/cm2
10.	Спиране на реактора при повишаване на температурата на топлоносителя в горещата част на кой да е циркулационен кръг над 329 °C
11.	Спиране на реактора при понижаване нивото на топлоносителя в компенсатора на обема под 4000 mm
12.	Спиране на реактора при понижаване на нивото на водата в кой да е ПГ до 650 mm под номиналното ниво.
13.	Спиране на реактора при намаляване на dP на ГЦП от 3.6 до 2.5 kgf/cm2 за време < 3.5 s
14.	Спиране на реактора при изключване на три от четири (2 от 3 или 1 от 2) работещи ГЦП и мощност > 5% Nном (с времезадръжка 1,4 s).
15.	Спиране на реактора при изключване на 2 от 4 работещи ГЦП и мощност > 75%Nном (защитата се въвежда автоматично 6 s след изключване на втората ГЦП)
16.	Спиране на реактора при изключване на 1 от 4 работещи ГЦП и мощност > 100%Nном (защитата се въвежда автоматично 6 s след изключване на ГЦП при условие, че мощността на РУ> 75%Nном).
17.	Спиране на реактора при повишаване на налягането в паропровода на кой да е от 4-те ПГ > 80 kgf/cm2. Сигналът се шунтира 50 s след изключване на съответната ГЦП.
18.	Спиране на реактора при сеизмично въздействие на нивото на земята повече от 6-та степен по скалата МШК-64.
19.	Спиране на реактора при понижаване на честотата на 3 от 4 секции, захранващи ГЦП, под 46 Hz.
20.	Спиране на реактора при загуба на надеждно захранване на апаратурата на АФАК АЗ,АЛОС АЗ, АЗТП, КИП (обезточване на два от трите въвода).
21.	Спиране на реактора при загуба на силово захранване (220 V, 50 Hz) за ОР на СУЗ със задръжка по време 2 s.
22.	Спиране на реактора при загуба на оперативен ток на панелите за силово захранване на ОР СУЗ
23.	Спиране на реактора чрез ръчно задействане на ключа за аварийна защита от БЩУ-5 или РЩУ-5.

Сигнал №	Описание
24.	Спиране на реактора при изключване на две работещи ТПП, при мощност на реактора повече от 53%Nном , със задръжка по време 4s.

Таблица 1.4.9-6 Основни технологични параметри за задействане на активната система за безопасност

Сигнал №	Описание
1.	Задействане на СБ при понижаване на разликата между температурата на насищане на водата в I контур и температурата в горещата част на кой да е от кръговете под 10°С.
2.	Задействане на СБ при повишаване на налягането в хермозоната над 0.3 kgf/cm2 над атмосферното.
3.	Задействане на СБ при съвпадане на следните сигнали за кой да е ПГ: - понижаване на налягането под 50 kgf/cm2; - повишаване на разликата между температурите на насищане на водата в I и II контур над 75 °С; - Т1>200 °С.
4.	Задействане на СБ при обезточване на секции собствени нужди за време повече от 2 s.
5.	Задействане на система за аварийно подаване на питателна вода (5ТХ) при понижаване на нивото на водата в кой да е ПГ до 900 mm под номиналното.

1.5 Характеристика на енергосистемата към която е присъединена АЕЦ

1.5.1 Генериращи източници и електрически товари.

Данниите са взети от „План за развитие на преносната електрическа мрежа на България за периода 2017-2026“ на ЕСО от 2017г.

В 10 годишния план за развитие на ЕСО от 2017г. са приетите два основни сценария за развитие на електропотреблението: максимален и минимален.

Таблица 1.5.1.Прогноза за развитие на брутното електропотребление, в MWh

Сценарий/година	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Максимален	38 970 0 00	39 180 0 00	39 370 0 00	39 560 0 00	39 730 0 00	39 890 0 00	40 040 0 00	40 170 0 00	40 300 0 00	40 410 000
Минимален	38 270 0 00	38 150 0 00	38 110 0 00	38 110 0 00	38 150 0 00	38 190 0 00	38 230 0 00	38 250 0 00	38 220 0 00	38 130 000

Максимален сценарий Този сценарий за брутното електропотребление съвпада с тренда на референтния такъв за крайното електропотребление в страната на Европейската комисия за периода 2015-2025г. Заложено е забавяне в прилагането на мерки за енергийна ефективност. Към 2026 година се очаква брутното потребление да достигне 40 410 000 MWh.

Минимален сценарий При този сценарий е предвидено задържане на нивото на електропотреблението за целия период спрямо 2017г., поради по-интензивно прилагане на мерки за енергийна ефективност. През 2025 година брутното електропотреблението достига 38 130 000 MWh.

Таблица 1.5.2 Инсталираните мощности в ЕЕС на Република България към 2019г.

ТЕЦ	5000 MW	38 %
АЕЦ	2200 MW	17 %
ВЕЦ и ПАВЕЦ	3700 MW	28 %
ВЕИ	2200 MW	17 %
ВСИЧКО:	13100 MW	100 %

Таблица 1.5.3 Средногодишна използваемост на типовете централи

тип централа	средногодишна използваемост, %
АЕЦ	85.0
КЕЦ	55.0
ТФЕЦ	35.0
Заводски ЕЦ	25.0
ВЕЦ	15.0
Фотоволтаични ЕЦ	15.0
Вятърни ЕЦ	22.5
Биомаса	45.0

1.5.2 Структура и номинални напрежения на системообразуващата мрежа.

Основната (системообразуваща) електрическа мрежа на ЕЕС на България се формира от мрежите 220 и 400 kV. В синхронна работа с нея е и мрежата 110 kV, която все още изпълнява преносно-разпределителни функции в ЕЕС.

Фигура 1.5.2-1Схема на системообразуващата мрежа

В мрежите 220 и 400 kV има общо 25 подстанции и 1 комутационен възел 400 kV (“Ветрен” - за присъединяване на електропроводните линии към ПАВЕЦ “Чаира”). Към тях трябва да се добавят и 3 подстанции собственост на големи промишлени потребители. Към тези мрежи са свързани и 11 бр. ОРУ 220 kV и 4 бр. ОРУ 400 kV на ел. централи (3 ТЕЦ, 5 ВЕЦ, ПАВЕЦ “Чаира” и АЕЦ “Козлодуй”). Функции на комутационен възел 400 kV изпълнява и ОРУ 400 kV на п/с 750/400 kV “Варна”.

1.5.3 Междусистемни връзки.

Системата е свързана с ЕЕС на съседните държави с 13 междусистемни електропровода с номинално напрежение 110, 220 и 400 kV:

- 110 kV: "Петрич-Струмица" и "Скакавица-Крива паланка" към Македония, "Брезник-Врълa" и "Връшка чука-Зайчар" към Сърбия;
- 220 kV: "АЕЦ Козлодуй-Ишалница" към Румъния;
- 400 kV: двоен ЕП "Козлодуй-Цънцарени" към Румъния, "София запад-Ниш" към Сърбия, "Благоевград-Солун" към Гърция, "Добруджа-Молдовска ТЕЦ" към Молдова, "ТЕЦ Марица изток 3-Бабаески", и "ТЕЦ Марица изток 3-Хамитабат" към Турция;
- 750 kV: "Варна-Исакча" към Румъния.

От тях основно значение имат електропроводите 400 kV (очаква се междусистемният електропровод с габарити за 750 kV да се експлоатира в бъдеще на 400 kV).

ЕЕС на Р. България е член на обединените електропреносни системи на европейските страни UCTE.

1.5.4 АЕЦ в енергосистемата.

АЕЦ “Козлодуй” се експлоатира в базисната част на товаровия график.

Участието на АЕЦ в покриване на годишната товарова диаграма зависи от планово-предупредителните ремонти и от периодите на презареждане със свежо ядрено гориво, които се провеждат през летния сезон. През останалата част от годината блоковете се експлоатират в базисен режим, който осигурява оптимална работа на ЕЕС.

Схемата на генераторно напрежение на блок 5 (генератор 9GQ) на АЕЦ "Козлодуй" е изградена по схема блок "генератор - трансформатор". Връзката между блока и паралелната му работа с останалите блокове на централата се осъществява на страна 400kV на

трансформатори 9GC01,02. За повишаване на надеждността е монтиран генераторен прекъсвач 9GQ00A01 (HEC7), като отпаечните трансформатори 5BT01,02 са присъединени между прекъсвача и блочните трансформатори 9GC01,02. По такъв начин потребителите на собствените нужди на блока могат да се захранват от отпаечните трансформатори 5BT01,02 при изключен генератор 9GQ. Връзките между елементите на главната схема на блока и отклоненията към отпаечните трансформатори 5BT01,02 са осъществени с помощта на пофазно капсуловани шинопроводи 24kV. В отпайките 5BT01,02 няма комутационна апаратура, с което се повишава надеждността.

За повишаване на надеждността и за намаляване на вероятността от пълно обезточване на ОРУ 400 kV, уредбата е изпълнена във вид на двойна секционирана шинна система.

Между уредби 400 и 220 kV, както и между уредби 220 и 110 kV са осъществени връзки през автотрансформатори.

Двете групи пускорезервни трансформатори(BT05,06 и BT07,08) за 5 и 6 енергоблок са присъединени към ОРУ 220 kV.

1.5.5 Присъединяване и връзки на АЕЦ.

АЕЦ "Козлодуй" е присъединен към ЕЕС с електропроводни линии на напрежение 400, 220 и 110 kV.

Централата е присъединена към три собствени разпределителни уредби на напрежение 400, 220 и 110 kV с което се осигурява надежната й работа в нормални и следаварийни режими.

На 220 kV АЕЦ “Козлодуй” има връзка и с Румъния – електропровод “Дунав”. В региона преминава електропреносна мрежа високо напрежение на 400 kV чрез която АЕЦ “Козлодуй” се включва в националния енергиен пръстен 400 kV - от АЕЦ “Козлодуй” до П/ст “Мизия” и “София-Запад”, като се осъществява и връзка с Румъния – електропровод “Цинцарени”.

ОРУ (Открита Разпределителна Уредба) на АЕЦ “Козлодуй” служи да осигури връзка между Електроенергийна Система - ЕЕС и АЕЦ.

Връзките на АЕЦ с електроенергийната система са:

- ОРУ 110 kV Ракета (П/С Букьовци), Цибър, Аспарухов вал (П/С Лом) – с едностранно захранване;
- ОРУ 220 kV Борован, Бреница (П/С Мизия) Хайредин (П/С Бойчиновци), Дунав (Румъния);
- ОРУ 400 kV “Искър”, “Пионер”, “Четник” (П/С “Мизия”), “Петрохан”, “Чирен”, “Вършец” (П/С “София запад”) “Цинцарени 1”, “Цинцарени 2” (Румъния).

ОРУ 400 kV има връзка с ОРУ 220 kV през автотрансформатор 2АТ. ОРУ 220 kV има връзка с ОРУ 110 kV през автотрансформатори 1АТ и 3АТ.

Блокът е присъединен към ОРУ 400 kV, а ПРТ BT05,06 и BT07,08 за резервиране на собствените му нужди са присъединени към друга уредба - ОРУ 220 kV, с което се повишава надеждността на захранване на собствените нужди.

1.5.6 Противоаварийна автоматика.

ЕЕС на България е оборудвана с противоаварийна автоматика (ПАА), състояща се от следните основни части:

1.Автоматика за прекратяване на асинхронния ход (АПАХ) по междусистемните електропроводи, по някои вътрешни електропроводи и на всички генериращи блокове с мощност над 150 MW;

2.Системна автоматика за ограничаване на натоварването (САОН) при отпадане на крупен генериращ блок, в т.ч. блок 1100 MW в АЕЦ "Козлодуй";

3.Система за автоматично честотно разтоварване (АЧР) за предотвратяване на недопустимо понижаване на честотата и за бързото й възстановяване. АЧР се осъществява

чрез релета за понижена честота, монтирани в трансформаторните подстанции 110 kV/Ср.Н., които действат на изводи средно напрежение (Ср.Н.).

4.Централизирана система за автоматично регулиране "честота - мощност" (САРЧМ) за възстановяване на честотата и потоците на активна мощност по междусистемните връзки след смущения;

5.Автоматично честотно отделяне (АЧО) на генератори при понижаване на честотата в ЕЕС към райони с балансиран електрически товар с цел запазване на собствените им нужди;

6.При повишение на честотата се изпълнява автоматично разтоварване и изключване на хидрогенератори във ВЕЦ и автоматично разтоварване на термични блокове :

7.За случаите на аварийно отпадане на блок 1100 MW в АЕЦ "Козлодуй" операторът на ЕЕС прилага специална централизирана ПАА, която трябва:

- В режим на паралелна работа с други ЕЕС - да предотврати претоварването и изключването от претоварване на междусистемните електропроводи, с което да се осигури възможност за получаване на аварийна помощ от съседните ЕЕС;

- В режим на самостоятелна работа на ЕЕС на България да се осъществи баланс между производството и потреблението при приемлива стойност на честотата;

Автоматиката при отпадане на блок 1100 MW, монтирана в АЕЦ "Козлодуй", предава управляващи команди по високочестотни канали до съответните обекти на ЕЕС и действа на изключване:

- на помпи в ПАВЕЦ „Чаира“;
- на потребители, чийто технологичен процес не се смущава от краткотрайно прекъсване на електрозахранването;
- на други потребители по взаимна договореност с Преносното предприятие.

Операторът на ЕЕС определя обема на електрическия товар, обхванат от автоматиката, в диапазона 300 - 600 MW в зависимост от условията на работа на ЕЕС и др.

Прилаганите ПАА осигуряват нормална експлоатация на блоковете в АЕЦ "Козлодуй" и предотвратяват появата на каскадни аварии в ЕЕС.

1.5.7 Защита от повишаване на напрежението.

Ограничаването на повишението на напрежението на уредбите 400, 220 и 110 kV се осъществява чрез воденето на режимите на ЕЕС от Централно диспечерско управление, като на самата площадка на АЕЦ регулирането се осъществява по следните начини:

- чрез сезонно изменение на коефициентите на трансформация на АТ 400/220 kV и на двата АТ 220/110 kV на площадката на АЕЦ;
- чрез включване на шунтовите реактори в третичната намотка на АТ 400/220 kV в режими на малки товари в ЕЕС, когато напреженията се увеличават;
- чрез изключване на електропроводи 400 kV между АЕЦ и п/ст "София запад" или п/ст "Мизия" по заповед от Централно диспечерско управление по време на летните минимални режими;
- чрез регулиране на възбуждането на генераторите;
- чрез гасене на полето на генераторите при рязко намаляване на товарите, когато са изчерпани другите средства за понижаване на напрежението.

За да се предпази електрическото оборудване в преносната мрежа от недопустимо високи напрежения, всички електропроводи с работно напрежение 400 kV и по-високо се оборудват със защитата от повишено напрежение (ЗПН). Защитата от повишено напрежение трябва да определи електропровода, който е причина за повишаване на напрежението над допустимите граници и да формира съответните управляващи въздействия като изключване на кондензаторни батерии, включване на шунтиращи реактори и изключване на електропроводи на празен ход.

Защитата от повишаване на напрежението е част от релейните защити на блока. Тя се осъществява посредством цифрово реле тип 7UM622 и е разположена в релейния щит на блока - РЩБ. Защитата се задейства в режим на празен ход на генератора и работи с цел да предизвика при необходимост сработването на АГП. При внезапно отпадане на товара и достигане на напрежението до 115%.Uн, защитата действа с времезакъснение 3 s,а при напрежение над 120%.Uн-с времетраене 0,1 s.

1.5.8 Колебания на напреженията.

Напрежението на шини 400 kV се регулира чрез възбудителния ток на генератора. Възбудителните системи на генераторите, оборудвани с цифрова възбудителна система (на генератори 9,10 GQ) позволяват да се регулира напрежението директно на страна 400 kV, чрез което се избягват недопустими колебания на напрежението в режим на устойчива работа на централата и на ЕЕС като цяло.

Не са наблюдавани режими на колебания на напрежението, които да се дължат на саморазлюляване вследствие на недобри настройки на АРВ на генераторите.

1.5.9 АСДУ - Автоматизирана система за диспечерско управление.

АЕЦ “Козлодуй” е обект с особена важност за нормалната работа на електроенергийната система. Като такъв АЕЦ “Козлодуй” е на оперативно подчинение на Централно диспечерско управление /ЦДУ/ - гр. София и на оперативно водене от Териториалното диспечерско управление /ТДУ/ “Север” – гр. Плевен.

За да може да се изпълняват задачите по контрол и управление на АЕЦ и на енергийната система като цяло трябва да се предава необходимия обем телеинформация и да се осигури телефонна връзка на оперативното ръководство на енергосистемата с обслужващия персонал на обекта.

За целта в АЕЦ “Козлодуй” са монтирани технически средства за телемеханика и телекомуникации и обекта е включен в “Автоматизираната система за диспечерско управление на електроенергийната система на РБ” /АСДУ/. АСДУ се състои от:

- телеинформационна система включваща телемеханичните периферни постове монтиратни в енергийните обекти , командните станции монтирани в ЦДУ и четирите ТДУ;
- телекомуникационна система включваща високочестотни канали по ВЛ високо напрежение, оптически кабели и оптическа апаратура, електронни централи за комутация на каналите;
- информационно изчислителни комплекси в ЦДУ и четирите ТДУ;
- апаратура за основно и резервно електрозахранване на апаратурата за АСДУ в енергийните обекти и диспечерските пунктове.

1.5.10 Организация на експлоатацията на електрическите мрежи.

При експлоатацията на електрическите мрежи се изпълняват следните основни наредби и правилници:

-НАРЕДБА №9 за техническата експлоатация на електрически централи и мрежи;

-ПРАВИЛНИК за безопасност и здраве при работа в електрически уредби на електрически и топлофикационни централи и по електрически мрежи ПБЗР – ЕУ;

-НАРЕДБА № I-209 за пожарната и аварийна безопасност на обектите в експлоатация.

-В процеса на експлоатация при нормален режим на работа преносната мрежа трябва да отговаря на критерия за сигурност “n - 1”, което означава, че: изключването на един, който и да е елемент от електрическата мрежа (електропровод, трансформаторна единица, генераторен блок или компенсиращо устройство), както и група елементи на електрическата мрежа (събирателни шини в разпределително устройство високо напрежение и др.), които могат да бъдат изключени едновременно от действието на едно защитно устройство или от действието на няколко защитни устройства, но в резултат на единична повреда, не трябва да довежда до:

- прекъсване захранването на потребители на електроенергия;
- претоварване на оставащите в работа елементи на електрическата мрежа;
- нарушаване на качеството на електрозахранването;
- намаляване на запаса по устойчивост;
- нарушения в режима на работа на съседни електроенергийни системи, с които електроенергината система на България работи в паралел.

Изключването на двоен електропровод на обща стълбовна линия се приема като единично събитие.

При присъединяване на АЕЦ към преносната мрежа се прилагат критерии за сигурност “n – 2”.

Конфигурацията на електрическата мрежа позволява провеждането на планови ремонтни работи на съоръженията без да се нарушават посочените критерии за сигурност.

1.5.11 Изисквания към маневреността на атомната електроцентрала.

Воденето на режимите на ЕЕС от страна на Централно диспечерско управление на НЕК-ЕАД позволява АЕЦ да работи в базисната част на товаровата диаграма с постоянна мощност.

Допустимата скорост на изменение на мощността на блок 5 при участие в регулирането на мощността и честотата е 1%Pnom/min.

Възможно е, от гледна точка на оптимално водене на режимите на ЕЕС, особено по време на летния минимален товар на системата, блоковете в атомната централа да работят с постоянна мощност по-малка от номиналната (например 70% - 90%Pnom), за да се избегне необходимостта от рязко намаляване на мощността им.

1.5.12 Характеристики на енергосистемата.

1.5.12.1 Токове на късо съединение в схемата на АЕЦ:

Уредбите на блок 5 и на АЕЦ "Козлодуй" като цяло са оразмерени за по-големи токове на к.с. от максималните, които са възможни на настоящия етап, поради спирането от експлоатация на енергоблокове 1, 2, 3 и 4. Поради това надеждността на оборудването от гледна точка на термични и динамични действия на тока на к.с. превъзхожда изискванията.

1.5.12.2 Надеждност на електроснабдяването на собствените нужди на АЕЦ при отказ на собствените и източници:

Нормален собствен източник на захранване на собствените нужди са основните синхронни генератори. Аварийни собствени източници са дизел-генераторите и акумулаторните батерии. При отпадане на собствените източници захранването на собствените нужди трябва да може да се подаде откъм ЕЕС.

Собствените нужди на енергоблок 5 на АЕЦ се захранват в нормален режим чрез отпаечните трансформатори с разцепени намотки 24/6/6 kV- 5BT01,02с мощност 63/31.5/31.5 MVA. За нормалната работа на блока е необходима едновременната работа и на двата отпаечни трансформатора 5BT01,02, т.е. двата отпаечни трансформатора за един блок се считат за един елемент от гледна точка на надеждността.

При профилактика или ремонт на отпаечните трансформатори 5BT01,02 нормалното електрозахранване за собствените нужди на блока се осъществява от ЕЕС с помощта на пускорезервните трансформатори (ПРТ) BT05,06/07,08 от ОРУ 220 kV.

Към ОРУ 220 kV са присъединени две групи от по два ПРТ BT05,06/07,08 220/6/6 kV, 63/31.5/31.5 MVA. Двата ПРТ BT05,06 или BT 07,08 към всяка от тези две групи трябва да работят едновременно, т.е. двата ПРТ в групата също се считат за един елемент от гледна точка на надеждността.

Между генератор 9GQ и блочните трансформатори 9GC01,02 е монтиран прекъсвач

НЕС-7 9GQ00A01, а отпаечните трансформатори 5BT01,02 са присъединени към

капсулования шинопровод между прекъсвача и блочните трансформатори. Това позволява, при нормална работа на блочните трансформатори 9GC01,02 и на отпаечните трансформатори 5BT01,02 захранване на собствените нужди на блок 5 да се подава и от ОРУ 400 kV.

С помощта на АВР при отпадане на захранването на отпаечни трансформатори 5BT01,02 може да се подаде захранване от която и да е група пуско-резервни трансформатори BT05,06 или BT 07,08 от ОРУ 220 kV.

Следователно от гледна точка на надеждността (без отчитане на дизел-генераторите и акумулаторните батерии) захранването на собствените нужди на блок 5 се осъществява от три източника - от генераторите, от ОРУ 400 kV и от ОРУ 220 kV.

Като се има пред вид структурата на електрическата схема на уредбите 400 kV: "двойна секционирана шинна система", към която блокове 5 и 6 (по 1100 MW) са присъединени по схема "два прекъсвача на присъединение", а останалите елементи са присъединени по схема "прекъсвач и половина на присъединение" се вижда, че вероятността за обезточване и на двете шини 400 kV към секцията с двата блока по 1100 MW е нищожна, което се потвърждава и от досегашната практика.

Структурата на ОРУ 220 kV на АЕЦ също обуславя нейната висока надеждност. Трябва да се отбележи, че след направената рехабилитация на ОРУ 220 kV на АЕЦ, която включваше подмяна на старите вентилни отводи с цинковоокисни ограничители на пренапреженията, както и след подмяната на въздухоструйните прекъсвачи с елегазови, надеждността на ОРУ силно се повиши, което прави вероятността за пълно обезточване на уредбата пренебрежимо малка.

От гледна точка на надеждността на захранване на собствените нужди на блока след отказ на собствените източници и пълно обезточване едновременно на уредби 400 и 220 kV на АЕЦ трябва да се отбележи, че такова събитие може да настъпи само след пълен разпад на ЕЕС на Р. България. Тогава, поради това, че в уредбата на АЕЦ влизат два междусистемни електропровода на 400 kV и един електропровод 220 kV от Румъния, резервно захранване може да бъде подадено за кратко време и от ЕЕС на Румъния. Необходимото врме за възстановяване на електрозахранването за собствени нужди от външен източник като се отчитат въздействията на ПЗ, МРЗ, ветрове, урагани, бури и т.н. върху енергосистемата е 72 часа с отчитане на принципа на единичния отказ.

1.5.12.3 Достатъчност на регулиращите мощности в системата при работа на АЕЦ в базов режим. Случаи на необходимост от ограничаване на мощността на АЕЦ:

Представа за регулиращите мощности дава съпоставката между инсталираните мощности в АЕЦ и другите мощности в системата.

Всички централи участват в първичното регулиране на честотата и мощността с помощта на техните турбинни регулатори.

По-голямата част от кондензационните ТЕЦ и подязовирните ВЕЦ участват и във вторичното регулиране на честотата и обменната мощност.

Регулировъчният диапазон между мощността на генерацията и мощността на помпите на ПАВЕЦ е около 2000 MW.

Поради тези причини регулировъчният диапазон на генераторите в ЕЕС е достатъчен за да може АЕЦ да работи в базисен режим.

При отпадане на износа в следобедните и сутрешните часове (когато подязовирните ВЕЦ са спрени) е възможно при голям износ и внезапното му отпадане при разделна работа на българската ЕЕС да се повиши честотата, което да налага бързо разтоварване на термични блокове.

Ограничаване на мощността на блокове в АЕЦ при нормално водене на режимите не се налага.

1.5.12.4 Възможности за регулиране на честотата в системата при системни аварии в ръчен и автоматичен режим:

Честотата в ЕЕС на България се регулира автоматично.

При плавни изменения на честотата най-напред се задейства първичното регулиране на честотата посредством турбинните регулатори на всички електроцентрали в системата.

Честотата и обменните мощности се възстановяват с помощта на централизираната система за автоматично регулиране на честотата и мощността (САРЧМ).

При аварийно отпадане на блока се задейства автоматиката за автоматично разтоварване чрез изключване на товари в ЕЕС. По този начин се избягва претоварването на междусистемните електропроводи и рязкото понижение на честотата.

Системата за автоматично честотно разтоварване (АЧР) служи за предотвратяване на недопустимо понижаване на честотата и за бързото й възстановяване.

Автоматичното честотно отделяне (АЧО) се прилага към генератори при понижаване на честотата в ЕЕС към райони с балансиран електрически товар с цел запазване на собствените им нужди.

При повишение на честотата се изпълнява противоаварийно управление за бързо автоматично разтоварване на генериращи блокове.

1.5.12.5 Възможност за автоматично или ръчно отделяне на АЕЦ от енергосистемата и преминаването и в режим на захранване на собствените и нужди:

Режим с отделяне на АЕЦ “Козлодуй” от ЕЕС и работа при захранване на собствени нужди не е реализирана.

1.5.12.6 Допустима единична мощност на един блок на атомната електроцентрала по условията за запазване на устойчивостта на ЕЕС при автоматичното му или ръчно изключване:

При проектирането на връзките на АЕЦ "Козлодуй" с ЕЕС и на междусистемните връзки на Р. България със съседните страни е взето предвид, че единична мощност 1100 MW е непропорционално голяма спрямо сумарната мощност на българската ЕЕС. Въпреки това надеждната работа при отпадане на блок 1100 MW към сегашния момент е осигурена.

1.5.12.7 Възможност за отделяне на АЕЦ с балансиран товар при системни аварии:

Теоретично е възможно отделянето на АЕЦ "Козлодуй" към балансиран товар след действие на делителна противоаварийна автоматика (ПАА). На практика, поради голямата мощност на АЕЦ и особено на блокове 5 и 6, вероятността да се осъществи такова отделяне без загуба на динамичната устойчивост, е малка.

1.5.12.8 Видове аварии в енергосистемата и тяхната продължителност:

След въвеждането на противоаварийна автоматика (ПАА) в енергосистемата на Р. България след края на 70-те години не са наблюдавани общосистемни аварии.

Основните видове аварии в ЕЕС, които биха могли да повлияят върху нормалната работа на АЕЦ са следните:

- Каскадни изключвания на мрежови елементи (електропроводи и трансформатори) в близост до АЕЦ. Такава авария е имало през м. ноември 1994 г., когато след каскадно изключване на всички електропроводи 220 и 110 kV изходящи от АЕЦ, на автотрансформатора 220/110 kV (АТ1) и автотрансформатора 400/220 kV (АТ2) в АЕЦ е настъпило пълно обезточване на ОРУ 220 и 110 kV на АЕЦ и на БПС, което е довело до пълно спиране на всички блокове в АЕЦ "Козлодуй". След направените рехабилитационни мероприятия на ОРУ 220 kV вероятността за подобна каскадна авария е практически нулева.

- Понижаване на честотата под допустимото, когато двигателите на собствените нужди (СН) на АЕЦ и на ТЕЦ не могат да функционират нормално и се стига до "лавина на честотата".

Такава авария поради наличието в ЕЕС на България на АЧР, САОН, централизирана ПАА при отпадане на блок 1100 MW и др. практически е много малко вероятна.

- Внезапното отпадане на голям товар, в т.ч. и на износа (ако има такъв) може да доведе до необходимостта от бързо турбинно разтоварване на генератори във ВЕЦ и в ТЕЦ. В много редки случаи може да се наложи и непланово разтоварване на блокове в АЕЦ и др.

1.5.12.8.1 Брой електропроводни линии и възможности за отдаване на пълната мощност на АЕЦ при аварии в мрежата:

АЕЦ "Козлодуй" е присъединен към ЕЕС с електропроводни линии на напрежение 400, 220 и 110 kV.

Броят на електропроводните линии 400 kV изходящи от АЕЦ е 8, от които 2 междусистемни линии към ЕЕС на Румъния и 6 линии към подстанции вътре в страната.

Броят на линиите 220 kV изходящи от АЕЦ е 5, от които 1 междусистемна връзка с ЕЕС на Румъния, 3 линии към подстанции в страната и една радиална линия към брегова помпена станция (БПС).

Броят на линиите 110 kV изходящи от АЕЦ е 4, от които 3 линии към районни подстанции в страната и една радиална линия за захранване на БПС.

Необходимият брой електропроводи е изследван много подробно още при проектиране на централата от гледна точка на резерва по апериодична статична устойчивост по сечението от всички електропроводи, изхождащи от АЕЦ "Козлодуй".

В ЕЕС на България не са наблюдавани 3-фазни к.с. в мрежа 400 kV и вероятността за тяхната поява се счита за нищожна. Поради това като най-тежък случай за динамичната устойчивост на АЕЦ се счита следната последователност от събития:

- двуфазно к.с. към земя по един от ЕП 400 kV изходящи от АЕЦ “Козлодуй” близо до шини 400 kV
- еднофазен отказ на 400 kV прекъсвач
- изключване на остатъчното к.с. с използване на УРОП
- тези събития водят до отпадането на две тройки 400 kV.

Изчисленията показват, че при време на УРОП по-малко или равно на 230 ms при такава каскадна авария динамичната устойчивост на АЕЦ "Козлодуй" се запазва даже при изключени междусистемни електропроводи "Ишалница - Козлодуй" и "Цънцарени - Козлодуй". По време на дългогодишната експлоатация на АЕЦ "Козлодуй" такава сериозна каскадна авария не е имало.

Както проведените изчисления по време на проектирането на АЕЦ "Козлодуй", така и дългогодишната експлоатационна практика на централата показват, че условията за устойчива работа на централата са спазени.

1.5.12.8.1.1 Достатъчност на мощността на енергосистема за пускане на АЕЦ след пълно спиране:

Съгласно практическите препоръки на "Атомэлектропроект" - Русия, за да може да се самопускат двигателите на собствените нужди на блокове 1100 MW при преход от основно към резервно захранване от пускорезервните трансформатори, мощността на трифазно к.с. на ЕЕС трябва да е най-малко 2200 MVA, т.е. еквивалентният импеданс на ЕЕС спрямо шини 220 kV на АЕЦ (към които са присъединени ПРТ) да не бъде по-голям от 22 Ω.

В случая на АЕЦ "Козлодуй" това условие се спазва по отношение на шини 220 kV при едновременното отпадане на които и да е два електропровода, изходящи от АЕЦ, или на един електропровод и един АТ, или на два АТ от разпределителните уредби на АЕЦ.

1.5.12.8.1.2 Тип на възбудителната система на турбогенератора по условията за съхранение на устойчивостта на енергосистемата:

Осигурена е високонадеждна цифрова система за възбуждане THYRIPOL. Тя осигурява

качествено възбуждане на генератора 9GQ във всичките му режими на работа, а така също осигурява и възможност за самоконтрол и регистрация на различни видове повреди.

Възбудителната система на генератор 9 GQ на АЕЦ “Козлодуй е безчеткова.

Автоматичният регулатор на възбуждане (АРВ) е съставен от два независими автоматични регулатора на напрежение ARV1 и ARV2 изградени от микропроцесорни модули от фамилията SIMADYN-D.

От гледна точка на запазването на устойчивостта оперативният опит доказва добрите качества на възбудителната система и на АРВ на блоковете с мощност 1100MW на АЕЦ “Козолодуй”.

1.5.12.8.1.3 Възможности за получаване на електрозахранване за собствените нужди от енергосистемата при външни природни въздействия:

Основните източници на външно захранване на собствените нужди на АЕЦ при разпадане на ЕЕС са следните:

1.Получаване на електрозахранване от съседни ЕЕС;

2.Получаване на електрозахранване от ВЕЦ с възможности за черен старт;

3.Аварийните коридори за подаване захранване на собствените нужди на АЕЦ и ТЕЦ (до всеки обект има най-малко два коридора от два независими източника).

Информационното осигуряване в реално време в процеса на възстановяване на ЕЕС се осъществява главно чрез SCADA за обектите от преносната мрежа.

Конкретно за АЕЦ "Козлодуй" действията съгласно този План са регламентирани в "Инструкция за действия на персонала на АЕЦ "Козлодуй" при ликвидиране на авариите в ЕЕС" за подаване на напрежение от 4 източника след загубата на ОРУ на АЕЦ. Два от източниците са от "нулев пуск" на ВЕЦ от каскадата "Белмекен - Сестримо" и от ПАВЕЦ "Чаира". Другите два независими източника са от ЕЕС на Сърбия и ЕЕС на Румъния. Изпробвано е подаване на напрежение от "нулев пуск" от ПАВЕЦ "Чаира" до АЕЦ. Ориентировъчно време 45 min.

1.5.13 Анализ на влиянието на различните аварии свързани с безопасността на АЕЦ:

От гледна точка на безопасността, едновременното обезточване на външните електрически уредби и на собствените нужди създава многократно по-голяма вероятност за разтопяване на горивото, отколкото отпадането на генериращ блок.

Близките къси съединения в мрежите 400, 220 и 110 kV до АЕЦ "Козлодуй" не нарушават устойчивостта на централата. Устойчивостта се запазва дори при отпадане на повече от два електропровода, изходящи от АЕЦ и при някои сложни аварии (еднофазен отказ на прекъсвач, заработване на релейните защити при к.с. с втора зона при отказ на високочестотен ускоряващ канал и др.п.). За да се намали влиянието на к.с. върху надеждността, релейните защити на ОРУ 400, 220 и 110 kV на АЕЦ "Козлодуй" са бързодействащи. Не се допуска трифазно АПВ по електропроводите 400 kV изходящи от АЕЦ, с цел да се ограничат усукващите въздействия върху вала на турбоагрегатите.

Захранването на бреговата помпена станция (БПС) зависи от районните мрежи 220 и 110 kV. Обезточването на БПС не се отразява на надеждността на дизел-генераторите към 5 блок, понеже за тяхното охлаждане не се използва вода подавана от БПС.

Междусистемните електропроводи 400 и 220 kV, свързващи АЕЦ "Козлодуй" с ЕЕС на Румъния, също може да се използват за резервно захранване на СН на АЕЦ за да се ограничи времето за пълно обезточване на външните електрически уредби.

Появата на асинхронни режими и на необходимост от задействане на АПАХ е рядка. През 1994 г., вследствие на каскадни аварии е настъпил асинхронен режим на генераторите присъединени към реакторни блокове 1 и 2, което е предизвикало изключването им от ЕЕС. По време на асинхронния режим са били изключени електропроводите към п/ст "Букьовци", която е осъществявала третото резервно захранване на БПС, което е предизвикало спирането на БПС

и изключването на всички реактори в АЕЦ.

1.6 Данни за основните характерни режими на работа на АЕЦ

Режимите на експлоатация на блоковете, които са разгледани в ОАБ са дефинирани съгласно “Наредба за осигуряване безопасността на ядрените централи” на АЯР, 2016г.

В Наредбата са дадени следните определения, свързани с режимите на експлоатация:

- "Състояния на ядрената централа" са експлоатационните състояния и аварийните условия.
- "Експлоатационни състояния" са състоянията на нормална експлоатация и очаквани експлоатационни събития.
- "Аварийни условия" са отклоненията от нормалната експлоатация, по-тежки от очакваните експлоатационни събития, включително проектните аварии и надпроектните аварии.
- "Нормална експлоатация" е експлоатацията в рамките на експлоатационните предели и условия.
- "Очаквано експлоатационно събитие" е отклонение на процеса на експлоатация от нормалната експлоатация, което се очаква да се осъществи най-малко един път през срока на експлоатация на ядрената централа, но което поради предвидените в проекта мерки не предизвиква значително повреждане на КСК, важни за безопасността, или не води до аварийни условия.
- "Постулирано изходно събитие" е единичен отказ в система (компонент), външно събитие или грешка на персонала, определени на етапа на проектиране като способни да доведат до очаквани експлоатационни събития или аварийни условия.
- "Експлоатационни предели" са стойности на параметрите и характеристики на състоянието на системите (компонентите) и на ядрената централа като цяло, определени в проекта за нормална експлоатация.
- "Експлоатационни условия" са определените в проекта условия относно количеството, характеристиките, състоянието на работоспособност и техническото обслужване на системите (компонентите), необходими за работа без нарушаване на експлоатационните предели.
- "Предели за безопасност" са определените в проекта стойности на параметрите на технологичния процес, отклоненията от които могат да доведат до авария.
- "Предели и условия за експлоатация" е съвкупност от правила, определящи пределите на параметрите, функционалните възможности и начините на поведение на оборудването и персонала, които са утвърдени по определения ред с цел осигуряване на безопасна експлоатация на ядрената централа.
- "Проектни предели" са стойности на параметрите и характеристиките на състоянието на КСК, важни за безопасността и на ЯЦ като цяло, определени в проекта за всички експлоатационни състояния и аварийни условия.

1.6.1 Експлоатационни състояния

Съгласно “Наредба за осигуряване безопасността на ядрените централи” на АЯР 2016г. състоянията, в които може да се намира блока са:

Категория 1. Стационарни състояния и преходни процеси при нормална експлоатация:

1.1. Пускане;

1.2. Работа на мощност;

1.3. Поддържане в горещо състояние;

1.4. Спиране до горещо състояние;

1.5. Спиране до студено състояние;

1.6. Презареждане;

1.7. Разгряване и разхлаждане с максимално допустима скорост;

1.8. Стъпаловидно изменение на натоварването;

1.9. Изменение на натоварването в различни диапазони на мощност;

1.10. Понижаване на мощността от ниво на пълна мощност до ниво на собствени нужди;

1.11. гранични състояния, определени от пределите и условията за експлоатация.

Категория 2. Очаквани експлоатационни събития

Категория 3. Аварии без стопяване на ядреното гориво

Категория 4. Аварии със стопяване на ядрено гориво

Състоянията от категории 2, 3 и 4 са описани в глава 15 (постулирани изходни събития).

За експлоатационно състояние на блока, се приема такова състояние, при което основните параметри на РИ, конфигурацията на системите и регламентните изискванията за разполагаемост на оборудването могат да се приемат за постоянни. Следователно, експлоатационните състояния определят граничните условия, в рамките, на които не настъпват съществени изменения в основните характеристики на блока.

Тези дефинирани експлоатационни състояния са: ”студено “ състояние;

“горещо” състояние;

”реактор на минимално контролируемо ниво на мощност”;

“работа на енергийно ниво на мощност”:

- с пълен брой циркулационни кръгове на РУ;
- с непълен брой циркулационни кръгове на РУ.

“спиране за ремонт”;

“презареждане на гориво”.

"Студено" състояние.

"Студеното" състояние на енергоблока се характеризира със следните параметри на РИ:

- реакторът е подкритичен, ОР СУЗ са на ДКИ;
- минималната подкритичност,постигната с увеличаване на концентрацията на борна киселина е 2% dK/K, без да се отчита действието на потопените ОР на СУЗ;
- разликата между концентрациите на борна киселина в I-ви контур и в КН е под 0,5 g/kg;
- температурата на топлоносителя в I-ви контур е не повече от 70 °C;
- налягане в I-ви контур:при включена към I-ви контур система за аварийно-планово разхлаждане не повече от 1,8 MPa, във всички останали случаи

- не повече от 3,4 MPa;
- работи системата за аварийно-планово разхлаждане за отвеждане на остатъчното топлоотделяне от горивните касети;
- първи контур е уплътнен.

"Горещо" състояние.

„Горещото” състояние на енергоблока се характеризира със следните параметри на РИ:

- реакторът е подкритичен, концентрацията на борна киселина в топлоносителя на I-ви контур трябва да осигурява подкритичност не по-малка от 1% dK/K без да се отчита действието на потопените ОР на СУЗ,
- всички ОР СУЗ са на ДКИ;
- температурата на топлоносителя на I-ви контур е над 260 °C ;
- налягането в I-ви контур е 15,7±0,2 MPa;
- КО е с парна възглавница;
- ниво в КО е 6100±150 мм;
- налягането в ПГ 6,27±0,2 MPa;
- ниво в парогенератора ±50 мм от номиналното определено за конкретния ПГ.

Състояние “ реактор на минимално контролируемо ниво на мощност”

Състояние на РИ, при което:

- неутронната мощност на реактора е в предели (10E-7÷1,0)% Nном;
- концентрацията на борна киселина в I-ви контур е текуща, съответстваща на критическото състояние;
- температурата на топлоносителя на I-ви контур е 260÷280°C ;
- налягането в I-ви контур е 15,7±0,2 MPa;
- ниво в КО е 6100±150 мм;
- налягането в ПГ 6,27±0,2 MPa;
- ниво в парогенератора ± 50мм от номиналното определено за конкретния ПГ;
- в работа не по-малко от две ГЦП.

Състояние “работа на енергийно ниво на мощност”

Състояние на РУ, при което:

- неутронната мощност на реактора е в граници (1÷100)%Nном;
- концентрацията на борна киселина I-ви контур е текуща, съответстваща на критическото състояние;
- температура на топлоносителя в I-ви контур: “студени” кръгове до 291°C, “горещи” кръгове до 322°C
- налягането в I-ви контур е 15,7±0,2 MPa;

- ниво в КО е (6100÷8770)±150мм;
- налягането в ПГ 6,27±0,2 MPa;
- ниво в парогенератора ± 50мм от номиналното определено за конкретния ПГ;
- в работа не по-малко от две ГЦП.

Спиране за ремонт

Състоянието "Спиране за ремонт" на енергоблока се характеризира със следните параметри на РИ:

- реакторът е подкритичен, ОР СУЗ са на ДКИ;
- концентрацията на борна киселина в I-ви контур е не по-ниска от 16 g/kg;
- температурата на топлоносителя на I-ви контур е под 70 °C ;
- налягането в I-ви контур е равно на атмосферното;
- разлика между концентрациите на борна киселина в I-ви контур и в КН е под 0,5g/kg;
- температурата в КН е под 70 °C ;
- нивото в КН съответства на белега за нивото в реактора;
- нивото в реактора е на 200÷300 mm под главния разьом или е понижено за извършване на ремонтни работи, но е не по-ниско нивото на оста на “студени” колектори на реактора при наличие на гориво в реактора;
- първи контур е разуплътнен.

Презареждане на гориво

Състоянието на енергоблока при презареждане на горивото се характеризира със следните параметри на РИ:

- активната зона е подкритична;
- реактора е разуплътнен;
- в работа е системата за аварийно и планово разхлаждане на I-ви контур за отвеждане на остатъчното топлоотделяне от ТВС в реактора;
- парогенераторите могат да бъдат дренирани по втори контур;
- концентрацията на борна киселина в I-ви контур и в басейна за презареждане и басейна за отлежаване е не по-ниска от 16 g/kg;
- температурата на топлоносителя на I-ви контур на изхода от активната зона е под 70°C, като в басейна за отлежаване при провеждане на дейностите по презареждане на горивото се поддържа температура под 50 °C;
- Демонтиран шандор между 5УС00В01 и 5TG21B03;
- БП и БОК са напълнени до ниво +35,700 м.

За всички режими на работа в проекта са определени:

- допустим брой режими;

- допустим брой цикли;
- допустими параметри.

Спазването на тези цикли гарантира безопасността на блока за проектното време на експлоатация.

Конкретните данни за допустимия брой режими, цикли и параметри са дадени в глава 16 на ОАБ.

Действията на персонала по време на режими с отклонения от нормалната експлоатация са описани в аварийни процедури.

1.6.2 Тежки аварии

Анализирани са тежкитете аварии, чиито списък е обоснован по съответния начин в специална мярка от програмата за модернизация (26111 Да се съставят списъци на изходни събития за анализ (постулирани индивидуални изходни събития и събития с множествени откази). Резултатите от анализа са представени в глава 15.

Описана е последователността на събитията, задействането на автоматиката, описание на процесите, начални и крайни параметри на блока, състояние на активната зона, възможно изхвърляне на радиоактивни продукти в хермозоната и в околната среда и др..

За всяка група еднакви по тежест тежките аварии са формулирани оперативни цели за безопасност, които трябва да се постигнат за да се предотврати или прекрати по- нататъшното развитие на аварията или повреда на оборудването или да се ограничат изхвърлянията на радиоактивност в околната среда.

За всяка тежка авария са описани системите и оборудването (както за безопасност, така и за нормална експлоатация), които могат да се използват за смекчаване и управление на аварията.

1.7 Концепция за осигуряване на безопасността на АЕЦ

Изискванията за безопасност, които се изпълняват в процеса на експлоатация на АЕЦ „Козлодуй” са следните:

- Радиационното въздействие на ЯЦ при всички експлоатационни състояния се поддържа по-ниско от нормативно определените дози за вътрешно и външно облъчване на персонала и населението. Като целта е достигане на най-разумно достижимо ниско ниво;
- Резултатите от анализите на авариите без стопяване на ядрено гориво показват, че при оценката на радиационно въздействие върху населението, не се налагат мерки за защита;
- Резултатите от анализите на авариите със стопяване на ядрено гориво, водещи до ранни или големи радиоактивни изхвърляния в околната среда, са практически изключени, а другите тежки аварии (които не са практически изключени) имат само ограничено радиационно въздействие.

Безопасността на АЕЦ се осигурява за сметка на концепцията за защита в дълбочина и реализираната дълбоко ешелонирана защита, основана на изградената система от физически бариери по пътя на разпространение на източниците на йонизиращите лъчения и освобождаването на радиоактивни вещества в околната среда.

Предвидената проектна концепция за осигуряване на безопасността разчита на използването на система от технически и организационни мерки основавайки се на:

- Използване и развитие на принципа и свойството на вътрешна самозащитеност;
- Използване на системи за безопасност, построени на основа на принципите на резервиране, пространствена и функционална независимост, ефективност при независим от изходното състояние единичен отказ;
- Използването на надеждни, апробирани в ЯЦ технически решения, базирани на

обосновани методики, разчетни анализи и експериментални изследвания;
- Изпълнение на изискванията на регулаторната рамка в РБ и приложимите за ЯЦ нормативни документи по безопасност, както и строгото съблюдаване на изискванията, заложени в проекта на АЕЦ и реакторната инсталация.
- Предотвратяване на аварийни състояния и ограничаване на последствията от тях.
- Устойчивост на при изпълнение на технологичните процеси, контрол и спазване на проектните предели и условия на експлоатация, осигуряване на условията, обезпечаващи надеждната работа на КСК;
- Изпълнение на програма за радиационна защита на персонала и програма за радиационен мониторинг на околната среда;
- Реализацията на система за осигуряване на качеството през целия период на експлоатация на ЯЦ;
- Формиране, въвеждане и поддръжка на културата на безопасност през целия период на експлоатация на ЯЦ.

1.7.1 Основни принципи и критерии за осигуряване на безопасността на ядрените централи (ЯЦ)

Нормативни документи

Основният закон за осигуряване на безопасността на съоръженията и дейностите е Законът за безопасно използване на ядрената енергия (ЗБИЯЕ), който урежда обществените отношения, свързани с държавното регулиране на безопасното използване на ядрената енергия и йонизиращите лъчения и с безопасното управление на радиоактивните отпадъци и отработеното гориво, както и правата и задълженията на лицата, които осъществяват тези дейности, за осигуряване на ядрена безопасност, радиационната и физическата защита.

Конкретните изисквания за ядрена безопасност и радиационна и физическа защита са определени в подзаконовите нормативни актове по прилагане на ЗБИЯЕ (над 20 наредби), които се актуализират периодично, съгласно утвърдена програма на АЯР. В процеса на преглед на нормативните изисквания основно се отчитат уроците от аварията в ЯЦ Фукушима Дайичи и новите документи на МААЕ.

Списъкът с действащите нормативи, въз основа на които е разработена обосновката по безопасност е както следва:

- НП-006-98 (ПНАЭГ-1-036-95) Требования к содержанию отчета по обоснованию безопасности АС с реактором типа ВВЭР;
- НАРЕДБА за осигуряване безопасността на ядрените централи (ПМС № 245 от 21.09.2016 г., обн., ДВ, бр. 76 от 30.09.2016 г., изм., бр. 37 от 4.05.2018 г;
- IAEA Safety Guide GS-G-4.1 (Format and Content of the Safety Analysis Report for Nuclear Power Plants;
- ANSI: NUREG 800;
- US-NRC Regulatory Guide 1.70, Ред.3 Standard format and content of safety analysis reports for Nuclear Power Plants (LWR Edition)
- Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88/97) НП-001-97 (ПНАЭ Г-1-011-97). Москва, 1997;
- Ръководство за извършване на периодичен преглед на безопасността на ядрени централи на АЯР;
- Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций (ПБЯ РУ АС-89). ПНАЭ Г-1-024-90, Москва, 1991.

Въз основа на тази рамка на нормативната база е определена и референтната основа, използвана за изготвяне на настоящия актуализиран Отчет за анализ на безопасността (ОАБ) на блок 5 на “АЕЦ Козлодуй“.

Подобряването на безопасността е първи приоритет и непрекъснат процес на постоянно усъвършенстване от пуска на блока до днес и е в съответствие със съвременните изисквания.

Експлоатационният опит на реакторите ВВЕР-1 000/В-320 досега потвърждава правилността на техническите решения, използвани в техния първоначален проект, а резултатите от приключените анализи по Програмата за модернизация служат като основа за планиране на по-нататъшно подобряване на безопасността и надеждността на блока.

Принцип на вътрешната самозащита

Принципа на вътрешната самозащитеност, реализиран в проекта на енергоблока, се изразява в способността на реакторната инсталация самостоятелно, без участието на персонала, външна помощ и допълнителна енергия да предотвратява развитието на изходни събития и аварийни състояния, ограничаващи последствията от тях в продължителен интервал от време. При което осигуреното за персонала време се използва за целите на оценка на състоянието при отклонения и изпълнението на адекватни коригиращи програми и действия.

В проекта на КСК, важни за безопасността, са използвани проектни решения, които осигуряват пасивния принцип на действие, принципа на безопасния отказ и свойства на вътрешна самозащита (саморегулиране с обратни връзки, топлинна инертност и други естествени процеси).

Като критерии на нивото на самозащитеност могат да се определят продължителността на периода на ненамеса от страна на операторите в различни ситуации, нивото на самоограничаване на важни параметри за безопасност спрямо проектните им граници и инерционността на протичане на аварийните процеси. Свойствата на вътрешната самозащита на РИ са насочени към ограничаване енергоотделянето и самозаглушаване, ограничаване ръста на налягането и температурата в реактора, скоростта на разгряване, ограничаване изтичането при разхерметизация на първи контур, ограничаване на ръста на налягането при аварийни състояния свързани с разхерметизация контура на топланосителя, ограничаване на скоростта на повреждане на топлоотделящите касети.

Тези свойства проектно са обезпечени, както следва:

- въздействие на органи за регулиране при сработване на аварийната защита на основа на гравитационните сили /преместване на ОР на СУЗ в активната зона под собствен товар/;
- осигурена отрицателна обратна връзка по мощност и температура на горивото;
- компановка на оборудването и геометрията на първи контур на РИ, осигуряваща условия за развитието и поддържането на естествената циркулация на топлоносителя включително топлоотвеждане от активната зона при загуба на принудителната циркулация;
- използване проекта на компенсатор на налягането с „парна възглавница”, благодарение на която в процеса на експлоатация се осигурява плавно ограничение на отклоненията в налягането от номиналната стойност в зависимост от процесите на свиване и разширение на парната фаза в КО. Водният обем за сметка на обратната връзка в процеса на „изпарение-кондензация като функция от налягането” участва в процеса на поддържане на налягането, като при увеличаване на парния обем /намаляване нивото в КО/ водата в компенсатора се изпарява, при което способства за поддържане на налягането, обратното при намаляване на парната фаза от ръста на налягането произхожда нейната кондензация на повърхността, което ограничава ръста на налягането в първи контур.
- отсъстват врезки и щуцери на корпуса на реактора под нивото на четирите входни щуцера на корпуса на реактора, съответно активната зона е възпрепятствана от оголване при аварийни състояния свързани с загубата на топлоносител при осигурено заливане на зоната.
- достатъчен обем на среда в парогенераторите по втори контур, позволяваща отвеждането на остатъчното топлоотделяне от активната зона в аварийни състояния до въвеждането в действие на системата за алтернативна подпитка на парогенераторите.
- използване на инерционното въртене на ГЦН на база интегрирания маховик за осигуряване необходимия разход на топлоносител през активната зона в режими на

обезточване.

- използване на механизми с пряко действие и пасивен принцип на защита;
- четири хидроакумулатора за пасивно аварийно подаване на борирана вода към активната зона на реактора в аварийни състояния.
- система от технологични тапи за предотвратяване на ранен байпас на херметичната обвивка при аварии с изхвърляне на стопилка.
- пасивна система за филтърно понижаване на налягането в херметичния обем със Скрубер на Вентури. Въведена с цел смекчаване на последиците от тежка авария, като предотвратява свръхналягане и ограничава изхвърлянията на радиоактивни вещества от херметичния обем на реакторната установка.
- система с пасивните автокаталитични рекомбинатори за намаляване на концентрацията на водород в хермозоната по време и след авария със загуба на топлоносител (LOCA).

Надграждането на проекта в рамките на осигуряване на ядрената безопасност с отчитане на принципа на вътрешна самозащитеност е довело до следните преимущества в проекта на 5ЕБ:

- изпълнение на операторски действия 30 минути след настъпване на изходно събитие;
- намаляване на вероятността от аварии със стопяване на ядрено гориво;
- увеличаване на времето при осигуряване на функциите свързани с дъговременно охлаждане на активната зона на РИ при аварийни състояния;
- ограничава изхвърлянията на радиоактивни вещества от херметичния обем на реакторната установка при тежки аварии;
- непревишаване концентрацията на водород в херметичният обем над взривоопасни концентрации при аварии със загуба на топлоносител (LOCA).

Концепция на защитата в дълбочина

Основният подход за предотвратяване на всички събития, които биха могли да окажат влияние на безопасността в ядрени централи и ограничаването на последствията от такива, в случай че възникнат, е прилагането на концепцията за защита в дълбочина. Тя се прилага за всички дейности, свързани с безопасността - организационни, поведенчески или проектантски, и всички експлоатационни режими.

В основата на принципа е залегнало поставянето на редица последователни физически бариери, осигуряващи надеждно задържане на радиоактивните вещества в съответни обеми или граници на съоръженията на АЕЦ. Системата от бариери включва:

I защитна бариера	горивна матрица;
II защитна бариера	обвивка на топлоотделящите елементи;
III защитна бариера	граници на първи контур;
IV защитна бариера	херметична обвивка.

При нормална експлоатация всички физически бариери трябва да са работоспособни, а мерките за тяхната защита трябва да са в състояние на готовност. При откриване на неработоспособност на всяка от физическите бариери или липса на готовност за нейната защита, се предвиждат директиви, задействани от операторите за спиране на реактора и поддържането му в режим на безопасно спиране.

Дълбоко ешелонираната защита освен последователността от физически бариери предвижда няколко нива на защита. Тази система от нива включва мерки по устойчивостта на бариерите, по поддържането на характеристиките им в процеса на експлоатация и защитата им с цел предотвратяване на повреди на самите тях и ЯЦ като цяло.

Всяко от нивата на защита осигурява нужната ефективност на защитната бариера от характерните за даденото ниво въздействия. За всяко ниво са предвидени съответстващите

технически и/или организационни мерки свързани с предотвратяването и ограничаването на последствията от вътрешни и външни въздействия, както и на потенциалните последствия при отказ на бариера.

Нивата на защита имат за цел предотвратяване до практически достижимата степен на условията, водещи до нарушаване на целостта и отказа на физическите бариери, включително и като последствие от отказ на друга физическа бариера. Нивата на защита са насочени към ограничаването на възможността за неблагоприятни последици в резултат на грешки при експлоатацията и обслужването на КСК.

Първо ниво на защита

Първото ниво на защита цели предотвратяването на отклоненията от нормалната експлоатация и сведе до минимум отказите на КСК, важни за безопасността.

За да се постигнат тези цели се отделя специално внимание на материалите и контрола на качеството, свързани с производството на компонентите за АЕЦ. Избират се конструктивни решения, които редуцират потенциала за вътрешни опасности, като допринасят за предотвратяването на отклонения от нормалната експлоатация на това ниво на защита.

Внимание се обръща и на процесите, свързани с процедурите по проектиране и въвеждане в експлоатация на нови системи, инспекциите по време на експлоатация, поддръжка и провеждане на тестове. Този процес се подпомага от подробни /детайлни/ анализи, който са определени на база на изискванията за експлоатация и поддръжка на централата, както и изискванията за управление на качеството на оперативните практики при отчитане на натрупаният експлоатационен опит.

Второ ниво на защита

Целта на второто ниво на защита е да открива и управлява отклоненията от нормалната експлоатация, за да предотврати развитието на очакваните експлоатационни събития в аварийни условия.

Тук се отчита фактът, че по време на експлоатационния живот на една ядрена централа могат да възникнат такива събития, въпреки предприетите мерки за предотвратяването им.

Това второ ниво на защита изисква осигуряването на специфични системи осигуряващи функциите по безопасност и конструктивни характеристики, потвърждаване на ефективността им чрез анализ на безопасността и установяване на работни процедури, които предотвратяват такива събития, минимизират последствията от тях и способстват за подържане на ЯЦ в безопасно състояние.

Трето ниво на защита

Целта на третото ниво на защита е предотвратяване на повредата на ядрено гориво и на изхвърляне на радиоактивни вещества извън площадката и привеждане на реакторната инсталация в безопасно състояние в случай на развитие на очаквани експлоатационни събития и аварийни последователности чрез използване на вътрешноприсъщи характеристики на безопасност и предвидени за целта системи за безопасност и инструкции за действие при аварии.

При реализацията на третото ниво на защита се допуска, че въпреки че вероятността е малка, ескалирането на някои определени очаквани събития може да не бъде управлявано на предходно ниво и че може да се стигне до аварийни условия. Това обуславя изискването функциите, системите и процедурите по безопасност да могат да предотвратяват повреждане на активната зона на реактора и радиоактивни изпускания.

Четвърто ниво на защита

Целта на четвъртото ниво на защита е да контролира и управлява авариите, възникнали в предишните нива на защита или предизвикани от екстремни външни събития до достигане на стабилно безопасно състояние, и да отложи във времето последствията от тежки аварии. Важна задача при на това ниво е да осигури функцията на задържане на радиоактивните

вещества в границите на херметичната конструкция, като по този начин намали радиоактивните изхвърляния в околната среда до толкова ниско ниво, колкото е разумно постижимо.

Пето ниво на защита

Целта на петото, последно ниво на защита е да намали радиологичните последствия за населението, предизвикани от радиоактивните изхвърляния в резултат на възможни аварийни условия. Това изисква осигуряването на адекватно оборудван център за управление на авариите, авариен план и аварийни инструкции, и аварийно реагиране извън площадката на ЯЦ.

Концепцията за защита в дълбочина се прилага на всички етапи от дейността, свързани с осигуряване на безопасността на ЯЦ. Техническите и организационните решения, които се приемат за осигуряване на безопасността на АЕЦ, като правило са апробирани от предишен опит или изпитвания, изследвания и опит при експлоатация на други АЕЦ с реактори ВВЕР-1000. Този подход се прилага не само при разработването на оборудването и проектирането на АЕЦ, но и при производството на оборудването, изграждането и експлоатацията на АЕЦ, а също и при реконструкция на АЕЦ и модернизация на нейните системи (елементи).

Устройството и надеждността на КСК които са важни за безопасността, документацията и различните видове дейности, влияещи на осигуряването на безопасността на АЕЦ, се явяват обекти на дейността, свързана с гарантиране на качество.

1.7.2 Основни принципи и критерии за осигуряване на ядрената безопасност

В Проекта на ВВЕР-1000 активната зона и другите системи, определящи условията за работа на реактора, са проектирани по начин, който изключва превишаването на установените предели за повреждане на ТОЕ в продължение на експлоатационния срок при условията на нормална експлоатация.

За характеристики на вътрешните ядрени обратни връзки в активната зона служат коефициенти на реактивност, чиито пределни стойности се използват като входни данни при обосновката на безопасността в постулираните преходни и аварийни режими. Изискването за отрицателност на обратната връзка на практика се свежда до отрицателна стойност на коефициента на реактивност по температура и положителна стойност на коефициента на реактивност по плътност на топлоносителя.

Характеристиките на ядреното гориво, конструкциите на реактора и другото оборудване на първи контур, включително системата за очистване на топлоносителя, заедно с другите системи, изключват възможността за образуване на критични маси при всякакви аварии, включително и водещите до разрушаване на активната зона или разтопяване на горивото.

Регулирането на реактивността се основава на използването на поглъщащи кластери на системата за управление и защита и изменението на концентрацията на бора в топлоносителя в първи контур.

Механичната СУЗ (ОР СУЗ) е предназначена за:

- поддържане на критичното състояние при работа на стационарна мощност и управление на разпределението на енергоотделянето в активната зона;
- изменение на мощността;
- осъществяване на предупредителна и аварийна защита на реактора.

Всички ОР СУЗ са изпълнителни органи на аварийната защита. При сигнали за предупредителна защита групите ОР СУЗ се въвеждат последователно в АЗ с работна скорост, прави се пускане на отделна група за ускоряване разтоварването на блока или се формира сигнал за забрана за движение на групите нагоре.

Ефективността на аварийната защита е избрана, като се изхожда от необходимостта за компенсиране на бързите изменения на реактивността, особено при спиране на реактора от номинална мощност и осигуряване на начална подкритичност в горещо състояние при

температура около 280°C, не по-малка от минимално необходимото значение 0,01 □к/к. При това се отчита намаляването на ефективността и за сметка на постулираното непадане на един най-ефективен ОР СУЗ, използуването на оперативния запас за регулиране и изравняване полето на енергоотделянето.

В режими на нормална експлоатация борното регулиране се осъществява по линията на подпитка-продувка, което води до:

- компенсиране увеличаването на реактивността при разпада на ксенона и разхлаждане на топлоносителя;
- необходимата подкритичност при презареждане на горивото и планови спирания на реактора;
- компенсация на бавното изменение на реактивността, свързано с изгарянето на горивото и преходните процеси по ксенона.

Освен това борното регулиране може да се използува за изменение на мощността на реактора.

1.7.3 Осигуряване на радиационната безопасност

Осигуряването на радиационната безопасност се осъществява чрез комплекс от технически и организационни мерки, които имат за цел:

- Да поддържат ефективните и еквивалентни дози от външно и вътрешно облъчване на професионално облъчваните лица и населението под границите на дозите за съответната категория лица;
- Да не допускат каквото и да е необосновано облъчване;
- Да не допускат замърсяване на околната среда с радиоактивни вещества над дозовите ограничения;
- Да поддържа радиационното въздействие върху персонала, населението и околната среда на ниво толкова ниско, колкото е разумно достижимо с отчитане на икономическите и социални фактори при продължителна нормална експлоатация и постулирани изходни събития.

В проекта е реализиран принципът на защитата в дълбочина, чрез изграждане на система от последователни физически бариери по пътя на разпространение на радиоактивните продукти в околната среда, предвиждане на технически и административни мероприятия за запазване целостта и ефективността на тези бариери, създаване на редица последователни нива на защита от вероятни откази на техническите средства и грешки на персонала.

Принципът на защитата в дълбочина е приложен и при проектирането на самите физически защитни бариери, чрез консервативен подход при инженерните пресмятания и проектни решения и процедурите за осигуряване качественото им изпълнение и изпитания. Използвани са проверени в практиката технологии, технически решения и материали. Проектът за осигуряване на радиационната безопасност се основава на детерминистични методи, с основен елемент принципът на единичният отказ, консервативни решения и проверени практически технологии, стандарти за качество и правила, установени в нормативната документация. Използвана е и вероятностна оценка на радиационната безопасност по отношение въздействието върху населението и околната среда, изграждане на математически модели за това въздействие и т.н.

За предотвратяване разпространението на радиоактивни нуклиди в помещенията с постоянно пребиваване на персонала и в околната среда е реализирана система от технически защитни бариери, организационно-технически мероприятия, реализирани при нормална експлоатация, както и инструкции, процедури, методики и програми за осъществяване радиационен контрол на основните източници на йонизиращи лъчения и радиоактивни замърсявания на работната и околната среда на територията на АЕЦ и в санитарно-защитната зона.

1.7.3.1 Осигуряване на радиационната безопасност

Осигуряването на радиационната безопасност се осъществява чрез комплекс от технически, организационни и санитарно-хигиенни мероприятия, имащи за цел:

- Да поддържат ефективните и еквивалентни дози от външно и вътрешно облъчване на персонала и населението под предписаните гранични стойности за съответната категория лица;
- Да не допускат каквото и да е необосновано облъчване;
- Да не допускат замърсяване на околната среда с радиоактивни вещества над предписаните пределно – допустими стойности;
- Да поддържа радиационното въздействие върху персонала, населението и околната среда на ниво толкова ниско, колкото е разумно достижимо с отчитане на икономическите и социални фактори при продължителна нормална експлоатация и постулирани изходни събития.

В проекта е реализиран принципът на дълбоко ешелонираната защита, чрез изграждане на система от последователни физически бариери по пътя на разпространение на радиоактивните продукти в околната среда, предвиждане на технически и административни мероприятия за запазване целостта и ефективността на тези бариери, създаване на редица последователни нива на защита от вероятни откази на техническите средства и грешки на персонала. Поставените цели са да:

- неутрализират възможните грешки на човека;
- поддържат ефективността на бариерите, предотвратявайки повреждането на енергоблока и самите бариери;
- защити населението и околната среда от поражения в случай, че тези бариери се окажат неефективни в пълна степен.

Принципът на дълбоко ешелонираната защита е приложен и при проектирането на самите физически защитни бариери, чрез консервативен подход при инженерните пресмятания и проектни решения и процедурите за осигуряване качественото им изпълнение и изпитания. Използвани са проверени в практиката технологии, технически решения и материали. Проекта за осигуряване на радиационната безопасност се основава на детерминистични методи, с основен елемент принципът на единичният отказ, консервативни решения и проверени практически технологии, стандарти за качество и правила, закрепени в нормативната документация. Използвана е и вероятностна оценка на радиационната безопасност по отношение въздействието върху населението и околната среда, изграждане на математически модели за това въздействие и т.н.

За предотвратяване разпространението на радиоактивни нуклиди в помещенията с постоянно пребиваване на персонала и в околната среда е реализирана система от технически защитни бариери включваща:

- херметични обвивки на топлоотделящите елементи;
- херметичен рециркулационен първи контур;
- междинен рециркулационен контур с охлаждаща вода за оборудването от първи контур;
- херметична обвивка на оборудването от първи контур;
- спринклерна система в херметичния обем;
- въздушна завеса над басейните за отлежаване на горивото и ревизия на горен блок;
- системи от локализираща арматура на границата на херметичната обвивка;
- системи за аварийно охлаждане на зоната;
- системи за организирано събиране и специализирано водоочистване на протичанията на радиоактивни води;
- системи за спецводоочистване и филтри на технологичните водни среди (първи контур, подхранване на втори контур, води от спецпералните и т.н.);
- системи за спецгазоочистване на паровъздушната смес от деаератора на първи контур;
- системи от нагнетателно-смукателна вентилация с филтри за очистване на въздуха от

радиоактивни замърсяване;
- вентилационни тръби;
- поддържане на подналягане в херметичните помещения, в които е разположено оборудване свързано с първи контур и е възможен излаз на радиоактивни замърсявания;
- биологична защита на оборудването от първи контур и оборудване, което е свързано с възможни радиоактивни замърсявания;
- спецхранилища за течни и твърди радиоактивни отпадъци;
- набор от апаратура за контрол на радиационната безопасност: централизирана информационно-измерителна система за радиационен контрол, централизирана информационно-измерителна система за радиационен контрол на околната среда, автономни системи за радиационен контрол на вентилационните тръби, автономни системи за радиационен контрол на втори контур по азот-16, арки за измерване на повърхностното замърсяване на границите на зоната със строг режим и АЕЦ, системи за измерване и оценка на вътрешното облъчване на персонала, централизирана система за измерване на индивидуалните дози на персонала с оперативни алармиращи електронни дозиметри, система за измерване на дозите на персонала с интегрални термолуминесцентни дозиметри, набор от преносими средства за измерване на гама-, бета- и неутронните радиационни полета, набор от лабораторна апаратура за измерване на радиационните замърсявания;
- комплекти от средства за индивидуална защита на персонала;система за контрол на херметичността на обвивките на топлоотделящите елементи.

Към защитните бариери се отнасят и организационно-техническите мероприятия реализирани при нормална експлоатация, включващи:

- Разделение на производствените помещения на “зона със строг режим” и “зона със свободен режим”;
- Категоризация на помещенията в “зоната със строг режим” на необслужвани, полуобслужвани и обслужвани;
- Организиране на санитарен пропуск на границата между “зоната със строг режим” и “зоната със свободен режим”;
- Организация на пунктове за принудително измерване на радиоактивното замърсяване на облеклото на персонала на входа на АЕЦ и границите на “зоната със строг режим”;
- Организация на радиационния контрол на транспортните средства на границите на “зоната със строг режим”, входа на АЕЦ и маршрутите за движение при транспортиране на ядрено гориво, радиационно замърсено оборудване и радиоактивни отпадъци;
- Организационна и функционална управленска структура на звената, отговорни за радиационната безопасност;
- Инструкции и процедури за: правилата за поведение на персонала в “зоната със строг режим”; контрола при внасяне и изнасяне на материали, инструменти и оборудване за и от “зоната със строг режим”; нарядна система за извършване на работа в “зоната със строг режим”; за регистриране влизането и излизането на персонала в и от “зоната със строг режим”; организацията на персоналния дозиметричен контрол; за използване на средствата за индивидуална защита от персонала; за организацията на временни санитарни шлюзове; за правилата, методите и средствата за дезактивация;
- Инструкции, процедури, методики и програми за осъществяване спец.технологичен радиационен контрол на основните източници на йонизиращи лъчения и радиоактивни замърсявания;
- Инструкции, процедури, методики и програми за осъществяване на радиационен контрол на територията на АЕЦ, санитарно-защитната зона и околната среда;
- Програма за намаляване на дозовото натоварване – ALARA ;
- Система за подбор, обучение, квалификация и оценка на персонала, отговорен за радиационната безопасност.

Основен критерий за правилното функциониране на комплекса от технически средства, спазването на технологичните изисквания и осъществяването на организационно-

управленските мерки за радиационната безопасност е недопускане превишаване на границите за дозовото натоварване на персонала и населението, както и на радиационното въздействие върху околната среда.

Подробна информация относно спазването на изискванията е представена в глава 11

1.7.4 Осигуряване на пожарната безопасност

1.7.4.1 Подход за обезпечаване на пожарната безопасност

Съществуващата концепция за пожарна защита цели да редуцира пожарния риск и да обезпечи физическо разделяне на системите, необходими за достигане на целите за безопасност на “АЕЦ Козлодуй”. Чрез Програмата за модернизация са реализирани редица мерки за повишаване нивото на пожарната безопасност, които се свеждат до:

- Подобряване на огнеустойчивостта на огнеупорните врати [1];
- Ограничаване на разпространението на пожара през вентилационните канали [2];
- Модификация на системата за газово пожарогасене [3];
- Квалифициране на кабелните проходки и планиране на подмяната им [4].

Прилаганата концепция и допълнително реализираните мерки за пожарна защита осигуряват високо ниво в областта на пожарната безопасност.

1.7.4.1.1 Класификация на основните сгради на АЕЦ

Помещенията и съоръженията на основните сгради на АЕЦ са категоризирани съгласно изискванията на Наредба № Із-1971/29.10.2009 г. за строително-технически правила и норми за осигуряване на безопасност при пожар [5]. Строежите или части от тях, в зависимост от функционалната им пожарна опасност (КФПО), се подразделени на класове от Ф1 до Ф5.

Сградите, помещенията, откритите технологични инсталации и съоръженията от клас на функционална пожарна опасност Ф5 в зависимост от пожаро- и експлозивоопасните свойства на използваните, произвежданите и съхраняваните вещества и продукти, техните количества и особеностите на технологичните процеси се подразделят на категории по пожарна опасност както следва:

Категория Ф5А - Сгради, помещения, открити инсталации и технологични съоръжения за получаване, обработване, използване, съхраняване и складиране на:

- горими газове, включително втечнени горими газове;
- течности с пламна температура по-малка или равна на 28°C;
- вещества и продукти, които се запалват или взривяват при взаимодействието им с вода или с кислород от въздуха.

Категория Ф5Б - Сгради, помещения, открити инсталации и технологични съоръжения за получаване, обработване, използване, съхраняване и складиране на:

- течности с пламна температура от 28 до 55°C включително;
- течности, нагрети при условията на производство, получаване, обработване, използване и съхранение над пламната им температура;
- горими прахове или летящи частици с долна експлозивна граница (ДЕГ) по-малка или равна на 65 g/m3.

Категория Ф5В - Сгради, помещения, открити инсталации и технологични съоръжения за получаване, обработване, използване, съхраняване и складиране на:

- технологични процеси, при които обработката на продукти се извършва при температура до 180°C включително и които не се отнасят към категория по пожарна опасност Ф5А или Ф5Б
- твърди горими вещества и материали;
- негорими вещества, опаковани в горим амбалаж, с изключение на такива, опаковани в чували;

- горими материали в насипно и пакетирано състояние.

Категория Ф5Г - Сгради, помещения, открити инсталации и технологични съоръжения за получаване, обработване, използване, съхраняване и складиране на:

- негорими вещества и материали в горещо или нажежено състояние, при които се отделя лъчиста топлина, искри или пламък, и такива с температура на обработка по-висока от 180 С, които не се отнасят към категория Ф5А или Ф5Б;
- горими течности, газове и твърди материали (прахове), които се използват като гориво при гарантирано наличие на постоянно действащ източник на запалване;

Категория Ф5Д - Сгради, помещения, открити инсталации и технологични съоръжения за получаване, обработване, използване, съхраняване и складиране на:

- негорими вещества и материали;
- горими вещества и материали в мокри технологични процеси.

По отношение на електрооборудването помещенията, съоръженията и инсталациите се разделят на:

- Група с нормална пожарна опасност - в които се използват, произвеждат или съхраняват горими материали в ограничени количества и условията за възникване на запалвания и пожари са минимални.
- Група с повишена пожарна опасност, в които се използват, съхраняват или произвеждат горими вещества и течности. Пожароопасните места се разделят на четири класа по пожарна опасност: - П-I, П-II, П-IIа и П-III.
- Група експлозивни - към тях се отнасят зоните в помещенията и външни съоръжения, в които в зависимост от технологичния процес могат да се образуват взривоопасни смеси.

1.7.4.1.2 Анализ на риска от пожар

Възникването на пожар в дадена пожарна зона, последствията от който водят до събитие, което внася смущение в нормалната работа на блока и може да доведе до повреда на активната зона в зависимост от успешната или неуспешната работа на защитните системи, се определя като пожарен инициатор. Определянето на “пожарния инициатор” е свързано с дефинираните пожарни зони и ефекта от пожара в тях върху функционирането на блока.

При определянето на потенциала на пожар в дадена пожарна зона на блока като водещ до поява на пожарен инициатор се включват ефектите от:

- лъжливо сработване, предизвикано от пожар поради късо съединение (активиране на сигнал за функциониране на оборудването, например старт, стоп, отваряне/затваряне) от БЩУ или УКТС шкафове;
- неселективно изключване поради запалване на оборудване и кабели (отказ на електрозахранване за оборудване от секция/сборка).

Изходните събития вследствие на вътрешни пожари са определени чрез:

- идентифициране на системи и оборудване, кредитирани във ВАБ ниво-1 и такива, които не са включени в моделите на ВАБ-изследването за вътрешни събития, но могат да предизвикат изходно събитие в резултат на пожар;
- идентифициране на шкафове и панели с оглед определянето на потенциални неселективни спирания или лъжливи сработвания на компоненти поради пожар;
- анализ на управляващи вериги и определяне на ефекта на пожара върху кабелите от КИП и А, включително управляващите кабели от ключ за управление.

1.7.4.1.3 Вероятност за възникване на пожар

Прегледът на специализираните общи база данни за пожарни събития и

специфичните данни за събитието пожар на блокове 5 и 6 са основа за определянето на следните категории (тип) източник на пожар:

- Акумулаторни батерии;
- Инвертори и токоизправители;
- Трансформатори;
- Секции 6kV;
- Секции 0.4kV;
- Панели шкафове;
- Помпи;
- Вентилация;
- Кабели;
- БЩУ;
- Преносими материали (транзиенти);
- Машинна зала;

Оценката на честотата за възникване на пожар по категории потенциални източници на пожар е получена по метода “двустъпков Байесов процес” използувайки “generic” стойности и специфични данни за блокове 5 и 6 на “АЕЦ Козлодуй” [6].

1.7.4.1.4 Специфична честота за възникване на пожар за компонент

Област на централата	Категории	$F(B_j)$	Брой компоненти	Честота за компонент [1/р-год]
Реакторно отделение	Акумулаторни батерии	3.141E-3	5	6.282E-4
	Токоизправители / Инвертори	2.097E-3	4	5.243E-4
	Трансформатори <= 6 kV	1.314E-3	9	1.460E-4
	Секции 6 kV	1.059E-3	0	
	Секции 0.4 kV	2.101E-3	115	1.827E-5
	Панели,шкафове	4.177E-3	1153	3.623E-6
	Помпи	6.263E-3	86	7.283E-5
	Вентилатори	2.062E-3	212	9.726E-6
	Кабели, m	1.062E-3	156533.5	6.784E-9
	Изолация тръбопроводи	1.044E-3		
Хермозона		1.656E-2		
БЩУ		4.174E-3		

РЩУ		1.126E-3		
Машинна зала		2.889E-2		
КРУ	Акумулаторни батерии	1.056E-3	1	1.056E-3
	Инвертори	3.139E-3	24	1.308E-4
	Трансформатори > 6kV	1.314E-3	0	
	Трансформатори <= 6 kV	4.186E-3	19	2.203E-4
	Секции 6 kV	1.443E-2	159	9.075E-5
	Секции 0.4 kV	1.651E-2	206	8.015E-5
	Панели,шкафове	2.108E-3	379	5.562E-6
	Кабели	2.101E-3	101303.2	2.074E-8
ДГС		3.137E-3		
ЦПС		6.258E-3		
СК		1.246E-2		
Трансформаторна площадка		1.760E-2		
ОРУ		3.140E-3		
Спомагателни сгради		9.354E-3		

1.7.4.1.5 Възможни откази вследствие на пожар

Пожарът въздейства на електротехническото оборудване (трансформатори, генератори, изключватели, изправители, инвертори и кабели), на електротехническите връзки, влизащи в състава на топломеханическото оборудване (електродвигатели, контактори, кабели, автомати) и на средствата за управление.

За електрическото оборудване, отделните елементи (помпа, вентил и др.) се считат за

нефункциониращи, ако пожарът засегне оборудването или силовите кабели.

За контролните кабели се разглеждат три режима на отказ като отворена верига и късо съединение към земя имат практически един и същ ефект, т.е. те затрудняват активирането на съответния компонент и той се счита за нефункциониращ. Късо съединение може да провокира фалшиво активиране на компоненти.

За кабелите на приборите също има три възможни режима на отказ: отворена верига, заземяване и късо съединение.

Основните принципи за пожарна защита са насочени към създаване на условия за недопускане възникването на пожари и имат за цел да ограничат разпространението на пожара и да го ликвидират в определени граници. Най-общо тези мерки за защита могат условно да бъдат разделени на две групи:

- пасивни мерки за защита – включват различни архитектурно-строителни и технически решения за осигуряване на пожарната и взривна безопасност;
- активни мерки за защита – включват различни автоматични инсталации и устройства предназначени за неутрализиране на възникналите пожари и взривове, както и наличието на висококвалифицирана професионална противопожарна охрана.

1.7.4.1.6 Работа на блока в случай на пожар

Действията на персонала при възникване на пожар в помещенията на блока зависят от вида и предназначението на помещението, в което е възникнал пожара и са регламентирани в Технологичен регламент на блока. Основните действия се свеждат до:

- ръчно задействане на АЗ на реактора от БЩУ или РЩУ и привеждане в студено състояние. АЗ на реактора се задейства след потвърждаване на пожара чрез оглед на помещението от оператор противопожарни системи;
- разтоварване на реактора в планов ред до МКН на мощност и привеждането на блока в режим “горещо” състояние. Извършва се ако в продължение на 15 min пожара не се ограничи и в продължение на 1 h не се потуши;
- спиране на блока в планов ред до студено състояние. Привеждане на блока в режим “студено” състояние се извършва, ако в продължение на 15 min пожара не се ограничи и в продължение на 1 час не се потуши;
- намаляване на мощността на блока до ниво, определено от Гл. инженер.

Последователността на описаните действия зависи строго от вида и значимостта на помещението, в което е пожара.

1.7.4.1.7 Едновременна загуба на управлението от БЩУ и РЩУ

БЩУ и РЩУ са разположени отделно едно от друго на различни коти (+6,60 m, – 4,20m). Съществуват две независими стълбища от БЩУ до РЩУ.

Двата блочни щита се обслужват от обща кондиционираща система (UV 06) и от обща вентилационна система (UV 55). Всеки от двата блочни щита има три канала на рециркулационни охлаждащи системи (3 канала UV02 и 3 канала UV01). Рециркулационните охлаждащи системи са разположени частично в общо помещение.

В “Анализ на опасността от пожар” [7] двата блочни щита са отделени като независими пожарни зони. За да се избегне общо застрашаване на БЩУ и РЩУ с разпространяване на продукти от пожара през въздуховодите е изпълнен проект за оборудване с огнезадържащи клапи на вентилационните канали на границите на пожарни зони, в резултат на което едновременна загуба на управление от БЩУ и от РЩУ поради пожар се счита за невъзможно.

Лъжливо сработване на системата за пожарогасене

Системите за пожарогасене са проектирани независимо и в съответствие с канала на системата безопасност. При лъжливо сработване на системата за пожарогасене не се очаква

въздействие на пожарогасителния агент върху оборудването на повече от един канал на системи за безопасност. Следователно лъжливо сработване на системата за пожарогасене не води до опасни последствия от гледна точка на обезпечаването на общата безопасност (принцип на единичния отказ).

Едновременни пожари на площадката

В съответствие с Наредба № Із-1971 от 29.10.2009 г. (чл.179 т.1) [5] изчисления брой на едновременни пожари на територията на производствени обекти, територия до 1,5 кв.км се приема за един пожар.

Разделяне на пожарни зони и пожарни клетки

Разделянето на пожарни зони и пожарни клетки е извършено в "Анализ на опасността от пожар" ([6], [7]) в съответствие с принципите "Подход за ограничаване на пожара" и "Подход на въздействие на пожара" (§310, §312 от IAEA Safety Guide 50SGD2). Основните критерии за дефиниране на пожарна зона или пожарна клетка са:

- разположение на различните канали на оборудването важно за безопасността;
- горими материали и пожарни товари;
- съществуващата форма и структура на сградата.

Като резултат от извършеният анализ за отделните сгради са определени:

Сграда	Пожарни зони	Пожарни клетки
Реакторно отделение и хермозона	61	31
Машинна зала и електроетажерката	5	33
ДГС (за всяка клетка)	1	4
Циркулационна помпена станция	3	9
Спецкорпус	5	41

Границата на пожароустойчивост на пожарните зони е определена на 1.5 h. Изпълнението на проектите за противопожарни клапи и пожарни врати в рамките на програмата за модернизация гарантира локализиране на пожара в границите на отделната пожарна зона.

Пожар в други сгради на централата

Оборудването, необходимо за безопасно спиране на блока в случай на пожар, е разположено в Реакторно отделение. Пожар, произлизащ от други сгради на централата не трябва да засяга недопустимо функциите на безопасност на Реакторно отделение, напр. чрез разпространяване на дим в приточните вентилационни системи.

Пожар в Машинна зала

Маслените системи на турбината (основно смазващо масло) и системата за охлаждане на водорода в генератора представляват потенциален пожарен риск. Сградите на Реакторно отделение и Машинна зала са разделени от стена чрез помещение А820.

Пожар в Дизел генераторната станция

Потенциалният пожарен риск в Дизел генераторната станция (ДГС) се състои от дизеловото гориво, складирано в основния и в дневния горивен резервоар за всеки канал от системите за безопасност. Потенциален риск за Реакторно отделение може да бъде влияние върху вентилационните системи (приточните) чрез идващ отвън дим.

Последствията от пожар в основния горивен бак могат да бъдат изключени поради това, че той е поместен в пожарна зона със съответните пасивни и активни противопожарни мерки. Сериозни последствия поради пожар в дневния горивен бак също могат да се изключат, тъй като този бак е изолиран като пожарна зона.

Поради достатъчното разстояние от около 40 m между Реакторно отделение и ДГС и поради конструкцията на сградата и мерките вътре в ДГС, последствия за сградата на реакторно отделение могат да се изключат.

Пожар в трансформаторите

Трансформаторите са разположени покрай Електротехническата етажерка (ЭТУ). Потенциален риск за Реакторно отделение може да бъде влиянието върху вентилационните системи (по-специално смукателните) чрез дима, идващ от горящите трансформатори.

Поради относително голямото разстояние от около 80 m дима може да се изключи почти напълно. Дори при крайно неблагоприятен вятър може да се предположи достатъчно разреждане.

В заключение може да се отбележи, че съществуващата концепция за пожарна защита удовлетворява напълно основните критерии и правила за ядрена и пожарна безопасност и радиационна защита. Всички предприети организационни мерки и стриктното спазване на техническите изисквания за осигуряване на пожарната безопасност при експлоатация на ядреното съоръжение гарантират висока степен на безопасност и свеждат до минимум вероятността от вредно радиационно въздействие върху персонала, населението и околната среда при всички експлоатационни състояния.

1.7.5 Защита на АЕЦ от природни и техногенни външни въздействия

Според представената в раздел 1.1 информация относно природните и техногенните въздействия, най-значимите за осигуряване на безопасността на АЕЦ са някои опасни геоложки, хидрогеоложки и метеорологични явления като наводнение, екстремен вятър, екстремен валеж, екстремен снеговалеж, екстремна висока температура, екстремна ниска температура и обледеняване, смерч (торнадо), тропическа буря, гръмотевична активност, прашни бури и градушки.

За оценка на възможността от възникване на аварийна ситуация на площадката на АЕЦ „Козлодуй" са направени оценки на екстремните външни въздействия, като са разгледани три нива:

I ниво – екстремни външни въздействия с период на повторяемост 100 г.

Екстремно въздействие	Характеристичен параметър	Гранична стойност
Наводнение	Максимални водно ниво	30.75 m
Екстремен вятър	Максимална скорост Натоварване	42 m/s (151 km/h) 1.08 kN/m^2
Екстремен валеж	Максимален денонощен валеж	95 mm
Екстремен снеговалеж	Снежна покривка Натоварване	142 cm 2.84 kN/m^2
Екстремна висока температура	Температура	+44°C
Екстремна ниска температура	Температура	-28°C
Обледеняване	Дебелина на стъкловидния лед Дебелина на скрежа	50 mm 17 mm

Проектно земетресение (SL-1)	Спектър на реагиране	-

II ниво –външни въздействия с период на повторяемост 10000 г;

Екстремно въздействие	Характеристичен параметър	Гранична стойност
Наводнение	Максимални водно ниво	32.47 m
Екстремен вятър	Максимална скорост Налягане	53 m/s (191 km/h) 1.72 kN/m^2
Екстремен валеж	Максимален денонощен валеж	130 mm
Екстремен снеговалеж	Снежна покривка Натоварване	218 cm 4.37 kN/m^2
Екстремна висока температура	Температура	+54°C
Екстремна ниска температура	Температура	-34°C
Обледеняване	Дебелина на стъкловидния лед Дебелина на скрежа	66 mm 29 mm
Комбинация от земетресение и наводнение: Сценарий 1 (огнище Вранча, разрушаване на яз. Шишманов вал)	Максимално водно ниво	+29.40 m
Комбинация от земетресение и наводнение: Сценарий 2 (огнище Вранча, разрушаване на защитни диги и висока вълна с обезп. 1 %)	Максимално водно ниво	+30.98 m
Максимално разчетно земетресение (SL-2)	Спектър на реагиране	-

III ниво – надпроектни (beyond design extreme external events) екстремни външни въздействия (с период на повторяемост по-голяма от 10000 г.), които могат да доведат до загуба на основни функции на безопасност и дефинирани в този документ въз основа на резултатите от проведените „стрес тестове” за площадката на АЕЦ Козлодуй.

Екстремно въздействие	Характеристичен параметър	Гранична стойност
Екстремен вятър/ Смерч	Максимална скорост Натоварване	396 km/s (110 m/s) 1.72 kN/m^2

Комбинация от земетресение и наводнение: Сценарий 3 (огнище Вранча, разрушаване на язовирни стени Желязна врата 1 и 2 и водно количество с обезпея. 0.00001 %)	Максимално водно ниво	+33.82 m

1.7.5.1. Защита на АЕЦ от климатични въздействия

Оборудването, важно за безопасността на блок 5 е разположено основно в сградите на РО и ДГС. Устойчивостта на строителните конструкции на климатични въздействия е разгледана подробно в т.1.2.4 на ОАБ.

1.7.5.2. Защита на АЕЦ от наводнения

Опасността от наводненията е разгледана в т.1.2.2. на ОАБ.

1.7.5.3. Защита на АЕЦ от опасни геоложки процеси

Площадката и земната основа на съоръженията на блок 5 са защитени от неблагоприятните геоложки процеси. Това е постигнато чрез отстраняване на опасността от оврагообразуване и наводнение от към приточната долина “Маричин валог” и чрез изпълнение на подходящи методи за предварителна (предстроителна) подготовка на земната основа.

При строителните конструкции с голямо натоварване и високи изисквания спрямо сляганията (например, машинната зала и реакторното отделение) е отстранен целият льосов пласт до алувиалните чакъли и пясъци, които залягат под него и е заменен с баластрова и циментольосова възглавница. При други като Специалния корпус, Дизел-генераторната станция е иззет пропадъчният льос под фундаментите и е заменен с циментольосова възглавница, под която заляга непропадъчен глинест льос.

Подготовката на земната основа освен, че отстранява опасността от пропадане на льоса, намалява сляганията и ги прави равномерни, което се потвърждава с периодични геодезически измервания и безпроблемната експлоатация на строителните конструкии.

1.7.5.4. Защита на АЕЦ от сеизмични въздействия

1.7.5.4.1. Сеизмично въздействие:

Сеизмични характеристики на площадката на АЕЦ “Козлоудуй” са описани в т.1.1.7 на ОАБ.

На тяхна база е анализирано реагирането на конструкциите в рамките на [Мярка 19121 от Програмата за модернизация на блок 5 и 6: “Подобряване на сеизмичната устойчивост на носещите конструкции на сгради от ЕП-2”]. Анализът на динамичното реагиране е извършен с математически модели на строителните конструкции, изкуствени акселерограми за площадката на АЕЦ “Козлодуй” и с отчитане на ефектите от взаимодействието на почвата и конструкцията. За определяне на сеизмичното въздействие в мястото на монтаж на оборудването от системите важни за безопасността на блок 5 и други компоненти са генерирани етажни спектри на реагиране за ускоренията в съответствие с [Regulatory Guide 1.122 “Development of floor design response spectra for seismic design of floor supported equipment ot components”] Етажните спектри на реагиране са трикомпонентни, изчислени са за ниво МРЗ, за честоти от 0.1 до 34 Hz и за стойности на затихванията от 2, 3, 4, 5, 7 и 10 % от критичното. Етажните спектри са обвивни от спектрите на реагиране за варираните почвени условия (G_{min}, G_{ave}, G_{max}). Сеизмичната квалификация на оборудването е извършена с използване на така получените етажни спектри на реагиране.

1.7.5.4.2. Сеизмична квалификация на строителните конструкции:

Сеизмоустойчивостта на строителните конструкции е разгледана в т.1.2.4 на ОАБ.

1.7.5.4.3. Сеизмична квалификация на оборудването:

Сеизмичната квалификация на оборудването е елемент от цялостна функционална квалификация за работоспособност при предвидените условия на работа в мястото на инсталирането му. Изискванията към квалификацията на оборудването са определени в зависимост от:

- Предвижданите функции на оборудването при нормална експлоатация, при нарушения на нормалната експлоатация и при аварии, като изрично се обособят функциите, които са част от функции за безопасност на обекта. Агрегирана форма на изразяване на отношението на функциите на оборудването към безопасността са класификацията по безопасност и сеизмичната категоризация;

- Условията на работа на оборудването при нормална експлоатация, определящи се от нормално отчитаните товарни комбинации и параметри на оборудването при проектиране на оборудването, както и вътрешните въздействия върху оборудването от страна на друго оборудване или съоръжения (при нарушения на нормалната експлоатация и при аварии) и външните въздействия, включително.

Сеизмичната категоризация на системите и оборудването в АЕЦ “Козлодуй” отговаря на изискванията на [НП-031-01 “Нормы проектирования сейсмостойких атомных станции” 2001]. Оборудването е категоризано в 3 сеизмични категории.

Системи и оборудване, принадлежащи към Сеизмична категория 1 се осигуряват за МРЗ и ПЗ. В Сеизмична категория 1 са включени:

- всички системи и оборудване, чийто отказ може да доведе директно или индиректно до аварийна ситуация;

- всички системи и оборудване необходими за сигурно спиране на реактора, поддържането му в подкритично състояние, наблюдението на критичните параметри, отвеждането на остатъчната топлина за достатъчно дълго време;

- всички системи и оборудване необходими за предотвратяване на изпускане на радиоактивност или за ограничаване на изпусканата радиоактивност в пределите аварийна ситуация установени от регулиращия орган.

Системи и оборудване, принадлежащи към Сеизмична категория 2 се осигуряват за ПЗ. В Сеизмична категория 2 са включени:

- всички системи и оборудване (не включени в категория 1) необходими да предотвратят изпускането на радиоактивност над допустимата при нормално операционно състояние;

- системи и оборудване предназначени да предотвратят аварийни състояния, които могат да продължат толкова дълго време, че има вероятност за сеизмично въздействие в този период;

- Сгради, съоръжения, конструкции, оборудване и техните елементи, които не влизат в сеизмична категория 1, и нарушението на работата им по отделно или в съвкупност с други може да доведе до прекъсване в производството на електроенергия и/или до дозови натоварвания по-високи от допустимите годишни, установени за нормални експлоатационни условия в действащите нормативни документи.

Системи и компоненти, принадлежащи към Сеизмична категория 3 се осигуряват по националните норми за строителство в сеизмични райони. В сеизмична категория 3 се включват всички невключени в категория 1 и 2.

При сеизмичната преоценка на оборудването в АЕЦ “Козлодуй” е създаден Списък на Системите и оборудването, необходими за Безопасно Спиране на Реактора – (Safe Shutdown Equipment List – SSEL). Сеизмичнатата преоценка на оборудването на АЕЦ “Козлодуй” е извършена след преоценката на сеизмичните характеристики на площадката основно в рамките на:

- Мярка 23421 “Механична обосновка на опорите на важните за безопасността тръбопроводи в случай на земетресение” от ПМ на блок 5 и 6;
- Мярка 19123 „Да се реализират предложенията за подобряване на сеизмичната устойчивост на тръбопроводите“ от ПМ на блок 5 и 6;
- Мярка 21231 „Да се анализира поведението на оборудването от системите за безопасност при земетресения“ от ПМ на блок 5 и 6;
- Мярка 19122 „Да се реализират предложенията за подобряване на сеизмичната устойчивост на оборудването“ от ПМ на блок 5 и 6;
- Мярка 23121 “Анализ на документацията, отнасяща се за квалификацията на важното за безопасността оборудване на АЕЦ “Козлодуй” от ПМ на блок 5 и 6;
- Проект “Сеизмична квалификация на неквалифицираното по сеизмично въздействие оборудване на блокове 5 и 6 на АЕЦ “Козлодуй” ЕАД, което е необходимо за безопасното спиране на реактора и поддържането му в подкритично състояние”, REL-780, РискИнженеринг, 2009.

Методика за сеизмична квалификация на оборудването:

Сеизмичната квалификация на оборудването в АЕЦ “Козлодуй” се извършва по следните методи:

<u>Аналитичен метод</u> - Квалификацията с анализ се използва основно при квалификацията на тръбопроводите и механичното оборудване и при съоръжения със значителни размери, за които практически е невъзможно извършването на тест - реактор, компенсатор на обема, резервоари САОЗ, главни циркулационни помпи, парогенератор и др.

При оценка сеизмичната устойчивост на механично оборудване се проверяват критичните елементи от конструкцията му – корпус, закрепване за строителната конструкция, щуцери и др. Някои типични критични елементи от конструкцията на различни типове оборудване за АЕЦ “Козлодуй”, за които са извършвани проверки за сеизмична устойчивост:

- Помпи - анкерните болтове, болтовете закрепващи корпуса на помпата и двигателя към основната рама (при наличие на такива), корпуса и вала на помпата, лагерите, щуцерите;
- Резервоари и филтри - корпуса на съда, опорите, щуцерите;
- Топлообменници - корпуса на съда, опорите, тръбния сноп, опорните за тръбния сноп решетки и прегради;
- Тръбопроводи – конструкцията на елементите на тръбопроводите, включително колена и тройници, опорните конструкции на тръбопроводите; точките на присъединяване на арматури, помпи, съдове и др.;
- Арматури – корпуса на арматурите, детайлите за присъединяване на арматурите към тръбопроводите, детайлите за монтаж на електрозадвижването.

По отношение на електротехническо оборудване и КИПиА, аналитичните методи се използват в следните случаи:

- <u>Метални конструкции:</u> анализ на поведението и квалифициране на металните конструкции, използвани за закрепване на елементите и устройствата на електрическите системи, включително шкафове, панели, кутии, пултове, рамкови конструкции, кабелни лавици и др. подобно оборудване;
- Анкериране и детайли за закрепване: проектиране или проверка на детайлите и анкерите за закрепване към строителните конструкции на горепосочените метални конструкции (шкафове, панели и др.); закрепване към фундаментите им на различни електрически машини, трансформатори и друго тежко оборудване; закрепване към носещите конструкции на шкафовете на отделни устройства и уреди (болтове, заваръчни шевове и др.).

- Импулсни линии: Проектиране и квалифициране на тръбопроводни импулсни линии за измервателни канали.

- Валове и лагери на електрически машини: проектиране или проверка на сеизмичната сигурност на валовете и лагерите на електрически машини (генератори, двигатели и др.).

- Квалифициране на механично оборудване, когато то е част от комплектни електротехнически устройства (например, охладителни, горивни, маслени и други подсистеми на дизелгенератори и трансформатори).

При използването на този метод се разработва изчислителен модел на оценяваното оборудване и по аналитичен път се изчисляват усилията (напреженията) и деформациите в критичните места. Последните се проверяват якостно и деформационно по критериите на използваните нормативни документи. При анализите на оборудването в АЕЦ “Козлодуй” за целта са използвани основно следните програмни продукти:

- SAP2000 – Integrated Structural Analysis and Design;
- ANSYS – ANalysis SYStem;
- dPIPE – Pipe flexibility and stress analysis software used for static and dynamic analysis of nuclear and industrial piping;
- CEASER II – pipe stress analysis software program (до 2009г. е използван програмен продукт PIPESTRESS – Analysis program for nuclear and industrial piping);
- АСТРА-АЕЦ.

Експериментален метод – При този метод оборудването се квалифицира, като се подлага на вибрационно въздействие, което симулира сеизмичното. Това става с помощта на различни видове вибромаси. Тества се реално оборудване или прототип, когато аналитичните методи не могат с достатъчна степен на достоверност да докажат сеизмичната устойчивост и функционирането на оборудването. Уредите и устройствата, използвани в електротехнически и КИПиА системи на АЕЦ “Козлодуй”, са квалифицирани чрез експериментални методи. Това се отнася особено за:

- Датчици, преобразуватели, прибори и други електронни модули и апаратура на измервателни канали;

- Микропроцесорни и електронни системи за управление и техните елементи, както и компютри и периферия на системи за информация и следене на параметри и др.;

- Релета и релейни схеми от системи за автоматично и дистанционно управление и системи за контрол и сигнализация;

- Комплектни разпределителни и комутационни устройства, както и техните основни елементи (контактори, прекъсвачи) и схемите им за контрол и управление.

Сеизмична квалификация чрез инженерна оценка – този метод е използван за сеизмичната квалификация на част от арматурите, вентилаторите, кондиционерите и кабелните трасета включени в списъка на оборудването, което е необходимо за безопасно спиране на реактора и поддържането му в подкритично състояние по проект [“Сеизмична квалификация на неквалифицираното по сеизмично въздействие оборудване на блокове 5 и 6 на АЕЦ “Козлодуй” ЕАД, което е необходимо за безопасното спиране на реактора и поддържането му в подкритично състояние”, REL-780, РискИнженеринг, 2009].

Сеизмичната квалификация чрез инженерна оценка е извършена въз основа на опита от поведението на оборудването при предишни земетресения по процедура General Implementation Procedure (GIP) на Seismic Qualification Utility Group (SQUG) [Generic Implementation Procedure (GIP) for Seismic Verification of Nuclear Power Plant Equipment.” SQUG

[Seismic Qualification Utility Group]. Revision 2A, 1992], Процедура за сеизмична квалификация на оборудване на Министерство на енергетиката на САЩ [DOE/EH-0545. “Seismic Evaluation Procedure for Equipment in U.S. Department of Energy Facilities.” US DOE [U.S. Department of Energy]. Washington D.C. March 1997] и EPRI-NP-6041 [A Methodology for Assessment of Nuclear Power Plant Seismic Margin”. Report NP-6041, Revision 1. EPRI, Palo Alto, 1991]. Особеностите на оборудването в АЕЦ с реактор тип ВВЕР са отчетени като са взети под внимание указанията и специфичните изисквания на [Seismic Verification of Mechanical and Electrical Components Installed on WWER-Type Nuclear Power Plants by the GIP-VVER Procedure.” Technical document No. rem10-00.iae, Revision 0. Prepared by Stevenson and Associates for the IAEA Technical Meeting “Procedures for Seismic Qualification of Equipment and Components.” International Atomic Energy Agency [IAEA]. Vienna. June 2000].

Нормативни документи:

Сеизмичната квалификация на оборудването в АЕЦ “Козлодуй” се извършва основно в съответствие с:

- НП-031-01 “Нормы проектирования сейсмостойких атомных станции” 2001];
- ПНАЭ Г 7-002-86 “Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок”;
- ASME Boiler and pressure vessels code;
- ASME QME-1 “Qualification of Active Mechanical Equipment Used in NPP”;
- ANSI/AISC N690 “Specification for Safety-Related Steel Structures for Nuclear Facilities”;
- НП-068-05 “Трубопроводная арматура для атомных станций. Общие технические требования”;
- IEEE Standard 344 “Recommended Practice for Seismic Qualification of Class 1E Equipment for Nuclear Power Generating Stations”;
- International Standard CEI/IEC 60980 “Recommended Practice for Seismic Qualification of Electrical Equipment for Nuclear Power Generating Stations”;
- ГОСТ 17516.1-90 “Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим фактором”;
- ГОСТ 30546.1-98 “Общие требования к машинам, приборам и другим техническим изделиям и методы расчета их сложных конструкций в части сейсмостойкости”;
- РД 25818-87 “Общие требования и методы испытаний на сейсмостойкость приборов и средств автоматизации, поставляемых на АЭС”.

Заключение на сеизмичната квалификация на оборудването:

С приключване на дейностите по

- Мярка 23421 “Механична обосновка на опорите на важните за безопасността тръбопроводи в случай на земетресение” от ПМ на блок 5 и 6;
- Мярка 19123 „Да се реализират предложенията за подобряване на сеизмичната устойчивост на тръбопроводите“ от ПМ на блок 5 и 6;
- Мярка 21231 „Да се анализира поведението на оборудването от системите за безопасност при земетресения“ от ПМ на блок 5 и 6;
- Мярка 19122 „Да се реализират предложенията за подобряване на сеизмичната устойчивост на оборудването“ от ПМ на блок 5 и 6;
- Мярка 23121 “Анализ на документацията, отнасяща се за квалификацията на важното за безопасността оборудване на АЕЦ “Козлодуй” от ПМ на блок 5 и 6;

- Проект “Сеизмична квалификация на неквалифицираното по сеизмично въздействие оборудване на блокове 5 и 6 на АЕЦ “Козлодуй” ЕАД, което е необходимо за безопасното спиране на реактора и поддържането му в подкритично състояние”, REL-780, РискИнженеринг, 2009.

е сеизмично квалифицирано оборудването включено в Списък на Системите и оборудването, необходими за Безопасно Спиране на Реактора съгласно изискванията на определената му сеизмична категория. При изпълнение на проектиране, реконструкции, модернизации, подмяна на оборудване се спазват изискванията на [Инструкция по качество. Класификация на конструкции, системи и компоненти. Степенувани изисквания по осигуряване на качеството Ид.№30.ОУ.ОК.ИК.27/*]. По този начин се гарантира запазване сеизмичния квалификационен статус на съществуващото оборудване и сеизмичната квалификация на новото оборудване.

1.7.5.5. Защита на АЕЦ от техногенни външни въздействия

Техногенните външни въздействия са разгледани в т. 1.2.2 на ОАБ.

1.7.5.6. Дейности, повишаващи защитеността на 5 блок при външни въздействия, превишаващи проектните

Анализът на резултатите от проведените през годините изследвания относно влиянието на външните природни и техногенни въздействия върху съоръженията на площадката на АЕЦ “Козлодуй” и осъществените технически подобрения показва, че важните КСК на площадката са добре осигурени. На базата на извършени анализи и изпълнени мерки за подобряване на безопасността на АЕЦ относно външни въздействия, може да се направи извод, че по отношение подобряване информираността и видимостта на дейностите, свързани с осигуряване на контрола на характеристиките и явленията, които могат да породят външни събития с природен или техногенен произход, са изпълнени редица преоценки в обхвата на пълномащабната програма за модернизация и мерки в резултат на проведените стрес-тестове. Изпълнени проекти за повишаване безопасността на блок 5 при външни въздействия:

- Монтиране на допълнителен тръбопровод към системата за охлаждане на басейните за отлежаване на касетите за резервиране от външен източник – осигурява възможност за подаване на вода от външен източник към БОК при загуба на нормално и резервно захранване на блок 5;

- Изграждане на система за управление на локализираща пневмоарматура при надпроектни аварии на реакторните установки на 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй” – системата осигурява възможност за отваряне на пневмоарматурите от система 5TG при загуба на система за подаване на вода в басейните за отлежаване на касетите от външен източник;

- Доставка на мобилен дизелгенератор (МДГ) за блок 5 и изграждане на сграда за разполагане на МДГ – осигурява възможност за зареждане на акумулаторните батерии за електрозахранването на потребители I категория при едновременен отказ на всички аварийни ДГ и допълнителният ДГ;

- Осигурена е възможност за захранване на секции надеждно захранване 6BV, 6BW, 6BX от мобилен дизелгенератор – осигурява се захранване 6кV на секциите при едновременен отказ на всички аварийни ДГ и допълнителният ДГ;

- Осигурена е възможност за захранване на електродвигателите на арматури YT11S01,02; YT12S01,02; YT13S01,02; YT14S01,02 от секции надеждно електрозахранване I категория – осигурява се разполагаемостта на САОЗ пасивна част в аварийни условия при пълна загуба на работно и резервно захранване и при спрян реактор;

- Разширяване на система ХР20 чрез разполагане на допълнителни пасивни автокаталитични рекомбинатори (ПАР) – допълнителните ПАР осигуряват рекомбиниране на водорода в ХЗ при тежки аварии;

- Изградена е система за филтърно понижаване на налягането (ХС), предназначена за смекчаване на последиците от тежка авария, като предотврати свръхналягане в

херметичния обем;

- Монтирани са технологични тапи за предотвратяване на ранен байпас на херметичната обвивка при аварии с изхвърляне на стопилка (ХТ) за предотвратяване на ранни радиационни изхвърляния в състояние на тежка авария при деградация на корпуса на реактора;

- Чрез внедрената система за измерване на водород (ХР10) се следи непрекъснато и едновременно местните концентрации на водород на различни места в хермозоната, както по време на нормална работа, така и след авария със загуба на топлоносител;

- Вградената системата за контрол на критичните параметри (СККП) е контролно-измервателна и информационна система, предназначена да осигурява високонадеждна информация на оперативния персонал в БЩУ по време на аварийни и следаварийни ситуации;

- Монтирана е система за широкообхватен температурен контрол на корпуса на реактора (АУ) за измерване и регистриране температурата на цилиндричната повърхност на КР, където се очаква отказ в условията на тежка авария с масивно разтопяване на активната зона;

- Контролирането на появявата на парогазова смес (ниво на топлоносител) в корпуса на реактора във всички проектни режими и при тежки аварии се осъществява чрез система за контрол на появяването на парогазова смес в корпуса на реактора СКНТ (УН);

- Система за мониторинг на хермозоната след авария (СМХЗСА) е предназначена за контрол на концентрацията на радиоактивни газове, аерозоли и йод в хермозоната след авария. Измерва се също и мощността на дозата в ГА701;

- Чрез системата за визуална индикация на параметрите за безопасност (СВИПБ) SPDS са осигурени средства за интерпретиране на значението и смисъла на измерените аналогови стойности на параметрите на системите на блока, дискретни сигнали и състоянието на оборудването на блока;

- Реконструкция на канализационната мрежа на АЕЦ “Козлодуй” – реконструкцията елиминира възможността за навлизане на вода в канализационната мрежа при високи води на р. Дунав.

1.7.6 План за защита на персонала и населението в аварийни ситуации

Защитата на персонала и населението в аварийни ситуации, мерките за ограничаване на опасните фактори на авариите, както и ликвидирането на последствията от тях са регламентирани в Аварийния план на АЕЦ “Козлодуй”, който е отделен документ и на практика дефинира основните правила за защита на персонала и населението в аварийни ситуации. Той е разработен на базата на действащото в страната законодателство в съгласие с международните изисквания, съгласуван е от АЯР, МЕ, МВР, МОСВ и МЗ и съдържа основните мерки за защита на персонала и обществеността в случай на радиационна авария в атомна електроцентрала.

В Аварийния план детайлно са описани всички процедури и действия на персонала на АЕЦ, включително координация на действията на персонала на АЕЦ с обектите и териториалните сили за гражданска защита, службите за гражданска защита, лечебните заведения, местните власти, министерствата и ведомствата, участващи в защита на населението и отстраняване на последствията от аварията. При разработването му са взети под внимание резултатите от извършените до 2018 г. допълнителни инженерни анализи на възможни аварии с оценки на изхвърлянията на радиоактивни вещества в околната среда и последствията за персонала и населението.

Основните цели на Аварийния план са свързани със създаване на организация за ранно предупреждение и оповестяване на персонала, компетентните органи и населението в зоните за аварийно планиране за недопускане, намаляване и ограничаване на последиците от радиационна или ядрена авария в АЕЦ "Козлодуй"; поддържане на постоянна аварийна готовност на силите и средствата на АЕЦ "Козлодуй"; провеждане на спасителни и неотложни

аварийно възстановителни работи в случай на авария в АЕЦ "Козлодуй"; управление на аварията; възстановяване и контрол върху авариралите съоръжения; мерки за защита на персонала на АЕЦ "Козлодуй", персонала на външни организации на площадката, населението и околната среда, насочени към предотвратяване на сериозните детерминистичии ефекти и намаляване на риска от стохастични ефекти до разумно достижим минимум, както и ограничаване последствията от аварията.

Аварийният план регламентира организация, различна от тази при нормална експлоатация и определя реда за действие при събития и аварии в повече от едно ядрено съоръжение, събития в резултат на човешка дейност извън площадката на АЕЦ "Козлодуй", застрашаващи сигурността на централата, стихийни бедствия (земетресения, наводнения, свлачища и др.), пожари, експлозии и други бедствия, нарушаващи сигурността и безопасността на централата.

"Инструкция за действие на аварийните екипи при едновременни събития в различни ядрени съоръжения на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД" (ДОД.АГ.АИ.1319, Приложение 40 към Аварийния план) регламентира състава и действията на аварийните екипи при възникване на едновременни събития в различни ядрени съоръжения на АЕЦ "Козлодуй".

Оперативно управление при експлоатация на съоръженията в "АЕЦ Козлодуй" ЕАД се осъществява 24 часа в денонощие, 7 дни в седмицата като висш оперативен ръководител на смяна е Главен дежурен на атомна електроцентрала (ГДАЕЦ), който е отговорен за класифициране и активиране на Аварийния план и за ръководството на аварийните дейности до поемането му от Ръководителя на аварийните работи (РАР) в центъра за управление на авариите (ЦУА).

При активиране на Аварийния план на АЕЦ "Козлодуй" персоналът на външните организации на площадката изпълняват разпорежданията на ГДАЕЦ/ РАР.

Персоналът на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД е обучен и инструктиран да докладва на прекия си ръководител за всяко събитие, което може да доведе до снижаване нивото на безопасност при експлоатация на съоръженията на централата. Това е предпоставка за оценка, определяне на аварийното състояние и предприемане на мерки за своевременно овладяване на аварийната ситуация.

С активиране на Аварийния план в "АЕЦ Козлодуй" ЕАД се въвежда аварийна организация. Отговорно длъжностно лице за цялостното ръководство на дейностите съгласно Аварийния план е Ръководител на аварийните работи (РАР). До сформиране на аварийните екипи отговорностите и задълженията на РАР изпълнява ГДАЕЦ на смяна. Аварийната организация се базира на предварително организирано и непрекъснато поддържане на аварийно дежурство на щатния персонал на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД, регламентирано в отделна инструкция, осигуряваща безпрепятствено сформиране на аварийните структури в зависимост от разположението на авариралото съоръжение.

При активиране на Аварийния план, аварийните екипи получават статут на "аварийни работници". Статут на "аварийни работници" получават ремонтен и друг персонал от системата за домашно дежурство на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД и персонала от външни организации привлечени за изпълнение на неотложно възстановителни дейности.

Конкретните задължения на длъжностите по Аварийния план и реда за изпълнението им се регламентират в отделни инструкции и процедури. Тази документация се разпространява и поддържа по работните места, които заема персоналът на аварийните екипи след активиране на Аварийния план.

Действията на районните управления и служби, изпълняващи дейности по Аварийния план, се регламентират в отделни планове, съгласувани и утвърдени по съответния ред.

На площадката на централата е разположена и Районна служба "Пожарна безопасност и защита на населението" (РСПБЗН-АЕЦ Козлодуй) към РДПБЗН- Враца, чиято дейност и задължения са в съотвествие със Закона за Министерството на вътрешните работи и включва извършване на пожарогасителни, аварийно-спасителни дейности и независим държавен

противопожарен контрол. РСПБЗН-АЕЦ Козлодуй разполага с квалифициран персонал и специализирана техника: специализирани автомобили, въздушни дихателни апарати, защитни костюми за високотемпературни условия и специализирано оборудване (източник на ел.енергия, хидропомпи, хидравлични ножици и крикове, прибори за осветление и комуникационна техника). Екипите на районната служба осигуряват 24-часово непрекъснато дежурство.

По време на авария в АЕЦ "Козлодуй", ГДАЕЦ информира дежурния диспечер на РСПБЗН-АЕЦ Козлодуй за аварийната обстановка на площадката до сформиране на аварийния екип в ЦУА. След сформиране на аварийния екип дейността на РСПБЗН-АЕЦ Козлодуй се координира от ръководител "Спасителни дейности". Отговорностите и задачите на службата са определени в "План за действия на РСПБЗН-АЕЦ Козлодуй при кризи, извънредни ситуации и за защита при бедствия".

По време на авария в АЕЦ "Козлодуй", ръководител "Спасителни дейности" координира работата чрез дежурен офицер на смяна на Районно управление-АЕЦ Козлодуй (РУ – АЕЦ Козлодуй), което е в структурата на Областна дирекция на МВР-Враца и осигурява физическата защита на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД.

1.8 Резултати от количествен анализ на безопасността

Оценката на безопасността е систематичен процес, който се провежда през жизнения цикъл на ЯЦ, за да определи изпълнението на всички приложими изисквания за безопасност в проекта, включително степента на изпълнение на целите на безопасност съгласно Чл. 4 от „Наредба за осигуряване на безопасността на ядрените централи“ Приета с ПМС № 245 от 21.09.2016г., обнародвана в ДВ, бр. 76 от 30.09.2016 г. , изм., в бр. 37 от 4.05.2018 г.

Анализът на безопасността се извършва с използване на детерминистични и вероятностни методи, като нивото на безопасност, постигнато с проекта, се обосновава с детерминистичен анализ на безопасността. Вероятностният анализ се използва при избора и категоризацията на изходните събития и аварийните последователности за допълване на информацията за процесите и поведението на ЯЦ и за оценка на приноса на различните аспекти на безопасността в общото ниво на безопасност.

1.8.1 Надеждност на оборудването и елементите на СВБ

С цел оценка надеждността на КСК важни за безопасността, в “АЕЦ Козлодуй” ЕАД е въведена система от показатели за ефективно управление на централата.

Системата от показатели предоставя по-детайлна оценка на дейностите и процеси, осигуряващи надеждността на КСК.

Обобщените показатели представляват характеристика на целите, определени от ръководството.

Обобщени показатели за АЕЦ „Козлодуй” са:

- Ефективна експлоатация;
- Безопасна експлоатация с ниско ниво на риск;
- Положително отношение към безопасността;
- Управление на финансовите и материалните ресурси;
- Квалификация и управление на персонала;
- Обществена приемливост към АЕЦ „Козлодуй”.

Стратегическите показатели се въвеждат за оценка на изпълнението на различните програми, които се прилагат за постигане на целите, наблюдавани от обобщения показател. Основен принцип при избора на стратегически показатели е оценката на основните програми или на няколко от тях.

Стратегически показатели, характеризиращи обобщен показател “Ефективна експлоатация” са:

- Производство на електроенергия;
- Поддържане работоспособността на компонентни системи и конструкции/КСК/;
- Ограничаване на нарушенията в производството.

Стратегически показатели, характеризиращи обобщен показател “Безопасна експлоатация с ниско ниво на риск” са:

- Намаляване честотата на събития, влияещи на критичните функции на безопасност;
- Способност за реакция в рискови ситуации;
- Радиационна защита и управление на околната среда;
- Безопасност на труда.

Функционалните показатели (ФП) отразяват краткосрочните и дългосрочни задачи и изпълняваните дейности. Тези показатели се явяват помощни характеристики при оценка на определените стратегически показатели. В системата са определени следните функционални показатели:

- “Ефективност на производството”;
- “Надеждност на производството”;
- “Ефективност на поддръжката”;
- “Управление ресурса на основното оборудване “;
- “Надеждност на физическите бариери;
- “Честота на нарушенията в работата на основното оборудване;
- “Намаляване на действителните сработвания на СБ”;
- “Работоспособност на системите за безопасност”;
- “Готовност на операторите”;
- “Аварийна готовност”;
- “Ефективност на програмите за пожарна безопасност”;
- “Ефективност на радиационната защита”;
- “Управление на РАО”;
- “Управление на околната среда - нерадиационни аспекти”;
- “Ниво на трудовите злополуки”;
- “Спазване изискванията на установените норми, политики, процедури и правила;
- “Подобряване на човешката дейност”;
- “Подобряване културата на безопасност”;
- “Изпълнение на предписанията от инспекционна дейност”;
- “Подобряване на процеса на самооценка”;
- “Обратна връзка от експлоатационния опит”;
- “Финансово състояние”;
- “Ефективно управление на финансовите ресурси”;
- “Ефективно управление на материалните ресурси”;
- “Оптимизиране числеността на персонала”;
- “Поддържане мотивацията на персонала”;
- “Кариерно развитие и обезпечаване с персонал”;
- “Ефективна подготовка на обучението”;
- “Ефективно провеждане на обучението”;
- “Контрол на процеса на обучението”;
- “Състояние на материално-техническата база”;
- “Прозрачност”;
- “Обществено доверие”.

В АЕЦ “Козлодуй” се изчисляват следните функционални показатели:

1. Ефективност на поддръжката – функционален показател, формиращ се от 5 конкретни показатели:

- Отношение на нарядите за коригиращ ремонт към общия брой наряди;
- Брой на нарядите за коригиращ ремонт издадени за едно и също оборудване;
- Отношение между количеството регистрирани дефекти и отстранените;
- Брой на нарядите с незавършени дейности;
- Брой неотстранени дефекти спрямо общия брой регистрирани дефекти в СБ.

2. Управление ресурса на основното оборудване – функционален показател, формиращ се от 4 конкретни показатели:

- Брой проектни режими, влияещи на ресурса на основното оборудване - отделно за 5-ти блок и 6-ти блок;
- Брой цикли на натоварване на КСК от СБ - отделно за 5-ти блок и 6-ти блок;
- Наработка на КСК от системите за безопасност- отделно за 5-ти блок и 6-ти блок;
- Комплексен химичен показател - отделно за 5-ти блок и 6-ти блок.

3. Надеждност на физическите бариери - функционален показател, формиращ се от 3 конкретни показатели:

- Надеждност на ядреното гориво – FRI отделно за 5бл. и 6бл.;
- Протечки от I-ви към II-ри контур при регистрирани реперни радуонуклиди във II-ри контур- отделно за 5бл. и 6бл.;
- Херметичност на херметичните обеми - отделно за 5бл. и 6бл.

4. Намаляване на действителните сработвания на СБ - функционален показател, формиращ се от 2 конкретни показатели:

- Непланирани сработвания на АЗ за 7 000 часа - отделно за 5бл. и 6бл.;
- Брой непланови сработвания на СБ по реален параметър - отделно за 5бл. и 6бл.

5. Работоспособност на СБ - функционален показател, формиращ се от 7 конкретни показатели:

- Брой на откази на елементи от система TQn3- отделно за 5-ти блок и 6-ти блок.;
- Брой на откази на елементи от система ТХ - отделно за 5бл. и 6бл.;
- Брой на откази на елементи от система ДГ-- отделно за 5бл. и 6бл.;
- Брой случаи на неработоспособност на канали на СБ - отделно за 5бл. и 6бл.;
- Коефициент на неготовност на система TQn3 - отделно за 5бл. и 6бл.;
- Коефициент на неготовност на с-ма ТХ - отделно за 5бл. и 6бл.;
- Коефициент на неготовност на ДГ - отделно за 5бл. и 6бл.

6. Готовност на операторите - функционален показател, формиращ се от 3 конкретни показатели:

- Дял на анализираните събития по причина операторска грешка;Невзети изпити пред КИК на АЯР от правоспособен персонал;
- Обучение на операторите, работещи на БЩУ.

7. Подобряване на човешката дейност - функционален показател, формиращ се от 2 конкретни показатели:

- Дял на анализираните събития по причина човешка грешка и недостатък на процедура;
- Коригиращи мероприятия, насочени към подобряване дейността на персонала.

Показателите се пресмятат поотделно за 5 и 6 блок по отделни методики описани с периодичност тримесечно и годишно.

Прилагат се методи за количествено определяне на показателите на надеждност (интензивност на отказ, вероятност за отказ, честота и продължителност на ремонт) за видовете оборудване (механично, електрическо и КИП и А) от СБ.

Изчислените и групирани надеждностни показатели се използват за допълнение и актуализация на съществуващата база данни и като входни данни при извършване на надеждностни анализи на КСК.

Основната цел на анализа на надеждността е да се разработят надеждностни модели на технологичните системи и оборудването на блокове 5 и 6 и да се изследва и оцени тяхната неготовност. Анализът се провежда на основата на данни от експлоатационния опит, техническите паспорти, инструкции или обобщени бази, като данните и резултатите се използват и за проверка и сравнение с моделите, използвани във ВАБ.

Всяка година се извършва анализ на тенденциите на отказите, като се определят тенденции на влошаване на състоянието на оборудването и потенциални механизми на отказите. Резултатите от анализа на отказите могат да се използват за препоръки за:

- подмяна на оборудване от даден тип или негов компонент;
- изменение на параметрите на околната среда в помещенията или експлоатационните условия;
- коригиране на експлоатационните инструкции.

С цел своевременна оценка на готовността на системите за безопасност да изпълнят своите функции съгласно техния проект, за постигането на декларираните цели за безопасно производство на електроенергия от блокове 5 и 6 и предприемане на коригиращи мерки при необходимост се изчислява:

- Функционални показател “Работоспособност на СБ”, част от системата показатели за самооценка на ефективното управление на “АЕЦ Козлодуй”.

Следи се работоспособността на следните СБ:

- Надеждно захранване втора категория (DG);
- Аварийно охлаждане на реактора- високо налягане (TQn3);
- Аварийно подаване на питателна вода за ПГ (TX10,20,30).

1.8.2 Детерминистични анализи на безопасността

За определяне на поведението на реакторната инсталация при събития и състояния, специфични за ЯЦ, се извършват детерминистични анализи на безопасността, които включва неутронни, термохидравлични, радиологични, термомеханични и якостни пресмятания. С детерминистичния анализ се демонстрира възможността за контрол на очаквани експлоатационни събития със системите за контрол и управление и на индивидуални изходни събития с автоматичните действия на системите за безопасност. При анализа на такива събития се осигурява запас на безопасност чрез прилагане на консервативен подход и на общи правила представени в [17]. Детерминистичният анализ на вътрешните и външните събития и опасности определя ефективността на функциите на безопасност с отчитане на специфичните за събитието характерни особености. Степента на детайлност на анализа е съобразен с приноса на събитието към общия риск на ЯЦ, с броя на физичните бариери, които застрашава, както и с възможността събитието да предизвика едновременни откази на системи за безопасност. Детерминистичният анализ на безопасността е проведен по предварително разработени методики, които съдържат допусканията при анализа и тяхната основа, отделните стъпки на изпълнение и обосновани критерии за приемливост на резултатите.

Представените детерминистични анализи на безопасността са извършени за работа на блокове 5 и 6 на АЕЦ “Козлодуй” на повишено ниво на мощност 104%, използвайки гориво TBCA-12.

Извършени са анализи съобразно изготвен списък на очакваните експлоатационни събития и постулираните индивидуални изходни събития (аварии без стопяване на ядреното гориво), като целта на този списък е да се осигури пълен анализ на реакцията на блока при постулирани смущения в технологичните параметри и при постулирана неправилна работа или повреди на оборудването. Събитията са класифицирани и групирани в следните групи:

- Увеличаване на топлоотвеждането от втори контур;
- Намаляване на топлоотвеждането от първи контур;
- Намаляване на разхода на топлоносителя в първи контур;
- Изменения на реактивността и разпределението на енергоотделянето;
- Увеличаване на количеството топлоносител в първи контур;
- Загуба на топлоносител от първи контур;
- Радиоактивни изхвърляния;
- Загуба на топлоносител от втори контур;
- Загуба на електрозахранване;
- Нарушения при работа с горивото;
- Лъжливо сработване на системи.

За авариите без стопяване на ядреното гориво се анализират и събития с множествени откази, типичен пример за такива анализи са анализи с отказ на аварийната защита (ATWS анализи).

Детерминистичните анализи демонстрират в пълен обем изпълнението на проектните характеристики и нивото на безопасност на горивото, оборудването по първи и втори контур, и хермозоната чрез доказване на изпълнението на критериите за приемливост за съответните изходни събития. В извършените анализи на очакваните експлоатационни събития и постулираните индивидуални изходни събития се изпълняват следните критерии за приемливост:

- Минималният коефициент на запас до кризата на топлообмена в активната зона трябва да бъде такъв, че при осигуряване на вероятност не по-малка от 95% при ниво на доверие 95% да не възникне криза на топлообмена при максимално топлонапрегнатия ТОЕ;
- Налягането в системата на топлоносителя на I контур и в паропроводите не трябва да превишава 115% от проектното;
- Осреднената по напречното сечение на таблетката (радиално осреднена) енталпия на горивото не превишава граничната стойност;
- Максималната температура на обвивката на ТОЕ да не превишава 1200°C;
- Еквивалентната степен на окисляване на обвивката на ТОЕ не трябва да превишава 17%;
- Пресметнатото общо количество на окисления цирконий, образувало се в активната зона в резултат на реакцията на циркония с вода или пара, трябва да бъде не повече от 1% от количеството на циркония в обвивките на ТОЕ в пределите на височината на горивния стълб, при предположение, че всичкият цирконий, реагирал с топлоносителя, се е изразходвал за образуване на ZrO_2;
- Пресметнатите изменения на геометрията на активната зона трябва да бъдат такива, че активната зона да остава охлаждаема;
- Температурата на горивото трябва да е по-ниска от температурата на топене;
- Налягането в хермозоната е по-ниско от проектното (0.49 MPa);
- Температурата в хермозоната е по-ниска от проектната (150 °C);
- Допустима ефективна доза ≤ 50 mSv за първата година.

Към категорията аварии със стопяване на ядреното гориво са представени следните детерминистични анализи:

- Пълна загуба на вътрешно и външно електрозахранване;
- Скъсване на голям брой топлообменни тръби на ПГ
- Пълна загуба на питателна вода;
- Пълна загуба на техническа вода;

- Частична загуба на топлоносител с пълен отказ на системите за аварийно отвеждане на топлината от активната зона Ду100;
- Загуба на крайния поглътител на топлина;
- Неконтролируемо намаляване на концентрацията на разтворимия поглътител на неутрони в топлоносителя;
- Неконтролируемо понижаване на нивото на топлоносителя в реактора при презареждане или спиране за ремонт;
- Дълготрайна загуба на системите за безопасност при постулираните изходни събития, изискващи тяхната работа Ду850;
- Анализ на феномените при тежка авария в БОК;
- Анализ за оценка на радиационната обстановка в помещенията в обстройката, БЩУ и РЩУ по време на тежка авария.

Анализите на тежки аварии са анализирани както без операторски действия, така и с операторски действия. Операторските действия следват стратегиите за управление на тежки аварии, представени в ръководствата за управление на тежки аварии (РУТА).

1.8.3 Вероятностен анализ на безопасността – информация относно резултатите от изпълнението на ВАБ

Вероятностният анализ на безопасността се изпълнява за постигане на следните цели:

1. Извършване на систематичен анализ на съответствието с основните цели и критерии за безопасност, оценка на честотите за сериозна повреда на горивото, за големи радиоактивни изхвърляния в околната среда и определяне на риска за населението;

2. Доказване, където е възможно, на достатъчен запас до настъпването на прагови ефекти.

Първия вероятностен анализ на безопасността на блокове 5 и 6 е извършен през 1993 г. и е изпълнен за оценка на риска от вътрешни изходни събития. В този ВАБ не са разгледани сеизмични въздействия, наводнения и пожари. Този ВАБ е извършен за пълна мощност. Честотата за повреда на активната зона на реактора от вътрешни инициатори е била 3.37 E-04/год. В периода 2002-2005 ВАБ е актуализиран, за да се отрази конфигурацията на блокове 5, 6 към 2001 г. Това е началото на Програмата за Модернизация (ПМ). Обхванати са всички състояния на блоковете – работа на пълна мощност, на ниска мощност и за спрян реактор. ВАБ, ниво 1 за пълна мощност анализира риска от вътрешни събития, вътрешни наводнения, пожари и земетресение. ВАБ ниво 1 за ниска мощност и за спрян реактор обхваща само вътрешни събития. Освен това през периода 2003-2004 е разработен и ВАБ за ниска мощност и спрян реактор. Тази разработка също отразява частично. Програмата за модернизация на 5 и 6 блок. Общата честота за повреда на активната зона на реактора от вътрешни събития за ниска мощност и спрян блок е изчислена на 4,74E-5 /реактор-години. От гореописаните разработки може да се сравни само честотата за повреда на активната зона поради вътрешни инициатори. Актуализираният ВАБ ниво 1 показва че рискът за стопяване на зоната поради вътрешни инициатори е намален значително за периода 1993-2001г в резултат на изменения в проекта и повишаване на културата на безопасност. През 2006 година е завършен ВАБ ниво 2 (анализ на поведението на херметичната конструкция и оценка на изхвърлянията) за пълна мощност. Той обхваща вътрешни събития, вътрешни наводнения, вътрешни пожари и земетресение. През 2008 г. е извършена независима проверка на ВАБ, ниво 1 от RISKAUDIT (екип на IRSN (France), STUK (Finland), GRS (Germany) по проект на АЯР. През 2010 завършва новата актуализация на ВАБ ниво 1 за пълна мощност, за ниска мощност и за спрян реактор, включително когато ядреното гориво е разположено в басейна за отлежаване на касетите (БОК). ВАБ отразява конфигурацията на блокове 5 и 6 към края на 2007 г., това е състоянието на блокове 5 и 6 след цялостното изпълнение на „Програмата за модернизация на блоковете".

Актуализация на ВАБ, ниво 2, за пълна мощност и разширяване на обхвата му за ниска мощност и за спрян реактор на блокове 5 и 6 на АЕЦ "Козлодуй" е извършен през 2011 год.

1.8.3.1 ВАБ ниво 1

- **Анализ на резултатите за вътрешни изходни събития**
  - **Количествена оценка на риска**

Основната цел на актуализирането на ВАБ ниво 1 е да се оцени риска от експлоатацията на блоковете.

В резултат на изследването са получени оценки за:

- Честотата за повреда на активната зона на реактора при работа на блока на мощност
- Честотата за повреда на активната зона на реактора при работа на ниска мощност и спрян блок е определена за всеки POS и за всички POS заедно.
- Честотата за повреда на горивото в БОК

ВАБ ниво-1 за 5 и 6 блокове на ЯЦ „Козлодуй" обхваща оценяването на посочените показатели за следните категории ИС:

- Вътрешни ИС;
- Вътрешни пожари
- Вътрешни наводнения
- Сеизмични въздействия

Резултатите от изследването са обобщени в Таблица 1.8.3-2. Общата честота за повреда на горивото (в активната зона и в БОК) е оценена на 2,3E-5 1/год.

Този резултат показва, че е достигнато високо ниво на безопасност.

Най-значим е риска от експлоатацията на 5 и 6 ЕБ на ЯЦ „Козлодуй" при работа на мощност, съставляващ 1,6E-5 1/год. или 69% от общата честота за повреда на горивото. Честотата за повреда на горивото при работа на ниска мощност и спрян блок е 5,45E-6 1/год. и съставлява 24% от общия риск. Честотата за повреда на горивото в БОК е 1,64E-6 1/год. и определя 7% от общия риск (виж Таблица 1.8.3-2 и Фигура 1.8.3-1).

На базата на получения резултат, може да се обобщи, че риска от повреда на горивото при експлоатацията на блоковете е свързан преди всичко с риска от повреда на активната зона на реактора. Следователно, всички мерки насочени към подобряване на експлоатационната практика, могат да се третират като мерки, насочени към повишаването на безопасността.

Доминирането на състоянието с работа на мощност се определя преди всичко от по-голямата продължителност във времето на това състояние в сравнение с останалите две състояния, обхванати от изследването. В този смисъл, приносът на състоянието с работа на ниска мощност и спрян блок, както и приносът на повредата на горивото в БОК, могат да се разглеждат също като значителни.

Таблица 1.8.3-2. Обобщение на резултатите за ВАБ ниво 1 на 5 и 6 блокове на ЯЦ „Козлодуй"

	Вътрешни ИС	Вътрешни пожари	Вътрешни наводнения	Сеизмично въздействие	Общо
Честота за повреда на активната зона при работа на блока на мощност	9,32E-06	3,11E-06	1,98E-07	3,34E-06	1,60E-05
Честота за повреда на активната зона при работа на ниска мощност и спрян блок	5,22E-06	1,98E-07	2,94E-08	3,66E-09	5,45E-06
Честота за повреда на горивото в БОК	1,50E-06	1,21E-07	1,67E-09	1,66E-08	1,64E-06
Общо	1,60E-05	3,43E-06	2,29E-07	3,36E-06	2,30E-05

Фигура 1.8.3-1. Разпределение на общата честота за повреда на горивото

На Фигура 1.8.3-2, е представено разпределението на общата честота за повреда на горивото по отделните категории ИС. Очевидно е доминирането на вътрешните ИС, определящи 69% от общата честота за повреда на горивото. Наблюдава се относително еднакъв принос от по 15% на сеизмичното въздействие и вътрешни пожари. Пренебрежим е приносът на ИС с вътрешни наводнения.

На Фигура 1.8.3-3 ÷ Фигура 1.8.3-5 е представено аналогичното разпределение (по категории ИС) за всяко от оценяваните състояния и източници на радиоактивно замърсяване.

Както се вижда от Фигура 1.8.3-3 до Фигура 1.8.3-5, риска от вътрешни ИС определя резултата за всеки един от оценяваните показатели, което предопределя високият принос в общата оценка.

Риска при работа на ниска мощност и спрян блок, както и този при съхранение на горивото в БОК, практически се припокриват с оценките за вътрешни ИС (приносът на вътрешни ИС за тези показатели съставлява над 90%).

Оценката за вътрешните ИС се определя основно от приносът на ИС с теч от първи контур, като определящи са действията на персонала. Въвеждането на СОАИ е съществена предпоставка за увеличаване на безопасността на блоковете.

Значителното доминиране на вътрешните ИС показва, че блока притежава необходимите защити към вътрешни опасности и сеизмично въздействие.

Приносът на сеизмичното въздействие е съществен само при работа на блока на мощност. Резултатите от анализа на сеизмичния риск могат да се обобщят по следния начин:

Като цяло блоковете ВВЕР 1000 на АЕЦ Козлодуй притежават добър сеизмичен капацитет, който осигурява безопасно спиране и престой в спряно състояние за неограничен период след земетресение с честота на поява 1E-04 с/г - ниво RL2;

Извършените модернизации са постигнали като ефект съществено понижаване на честотата за повреда на активната зона при сеизмично въздействие. Значителна част от оборудването, което носи съществен риск като комутационно, КИП и А оборудване е заменено с ново, което е квалифицирано за сеизмичните въздействия на площадката;

Приносът на вътрешни пожари също съществен само при работа на блока на мощност. Основният риск за повреда на активната зона от вътрешни пожари се определя от пожарни сценарии в Машинна зала, които не предизвикват ИС при спрян блок. Може да се обобщи, че риска от вътрешни пожари се определя от пожарни сценарии в помещенията на КРУ, УКТС и кабелните шахти. За всички тези помещения е предвидена адекватна противопожарна защита.

Анализът на вътрешни наводнения показва, че няма зони при които да се губят повече от един канал на СБ, което съвместно с ниската им честота на възникване предопределя ниския принос в общата честота за повреда на горивото. Анализът показва, че основните усилия за повишаване на безопасността трябва да се насочат към повишаването на надеждността на тръбопроводите в Машинна зала.

Фигура 1.8.3-2. Разпределение на общата честота за повреда на горивото по категории ИС

Фигура 1.8.3-3. Разпределение на честота за повреда на активната зона на реактора при работа на блока на мощност по категории ИС

Фигура 1.8.3-4. Разпределение на честота за повреда на активната зона на реактора при работа на ниска мощност и спрян блок по категории ИС

Фигура 1.8.3-5. Разпределение на честота за повреда на горивото в БОК по категории ИС

Основни приносители

Зависимостите между действията на оператора, които са отчетени в модела показват, че

подобряването на инструкциите за експлоатация може значително да намали оценката за риска, което особено важи за режимите с теч от първи контур, разхлаждане на реактора и спрян блок. Анализа на риска от вътрешни пожари също потвърждава този извод. Действията на оператора за осигуряване на дълговременно охлаждане на реактора при голям маслен пожар в машинна зала, както и действията по навременното установяване и гасене на пожара в КРУ II и III категория и БЩУ са решаващи за нивото на риска при работа на блока на мощност. Това показва, че подобряването на инструкциите по експлоатация на оперативните карти за пожарогасене може чувствително да понижи нивото на риска

Повишаването на надеждността на системите при спрян блок може значително да намали честотата за повреда на активната зона на реактора, тъй като тези системи са важни, както за реакцията на блока при възникване на аварийно събитие при спрян блок, така и за възникването на изходни събития със загуба на отвеждането на остатъчното топлоотделяне.

Анализа на сеизмичната крехкост еднозначно показва, че най-чувствителна по отношение на сеизмичните откази е система техническа вода отговорни потребители QF/VF. Критичен за системата е силфонния тръбопровод. Разкъсването на силфона прави загубата на съответния(-те) канали на системата невъзстановими.

Друг критичен елемент за системата са напорните тръбопроводи след помпите, в участъка, който е вкопан и е трасиран от сградите на ДГС към АО. Този проблем се отнася само до 5 блок, тъй като на 6 блок тръбопроводите са положени в канали. За 5 блок напреженията се формират единствено от това, че са вкопани.

Анализът на сеизмичните въздействия, определя като съществен приносител отказите на оборудването в МЗ. Поради неопределеността на начина, по който отказа на покривната конструкция може да повлияе на системите, разположени в МЗ, в този анализ се приема пълна зависимост, т.е. стойности на сеизмичните откази на оборудването се приравняват на сеизмичния отказ на строителната конструкция.

Реконструкциите по укрепването на МЗ са факт, който е повишил значително сеизмичната устойчивост. Тези реконструкции са решили проблема с квалифицирането на сградата за 2 сеизмична категория (промените в сеизмичната устойчивост са следните HCLPF: стара стойност 0.18g/ нова стойност 0,21). В резултатите е видно, че сградата се държи надеждно до ниво 1E-04 с/г, след което получава високи стойности за вероятността на отказ. На фона на мащабните укрепвания несъществената промяна в резултат изисква по-задълбочена проверка на консерватизма и преоценка на параметрите на крехкост. Тези допълнителни оценки биха подобрили значително разполагаемостта на системите в МЗ, и съответно резултатите за ЧПАЗ от сеизмично предизвиканите начални събития.

Единствените инициращи събития на сеизмично предизвикани пожари и наводнения следва да се очакват в обема на МЗ. Тук следва да се каже, че вътрешни наводнения може да се получат и в сградата на СК-3, която е с 2 категория на сеизмична квалификация и също след честота на поява на земетресение 1E-04 с/г (ускорение по-високо от 0,2 g) следва да се предполага колапс на конструкцията.

Анализът на риска от вътрешни наводнения показва, че основните приносители са разкъсванията на тръбопроводи в машинна зала. Основният приносител се явява групата FL-T2 „Преходен процес без възможност за отвеждане на остатъчното топлоотделяне през кондензаторите на турбината” – 93.3% от общия риск и 96% от риска при работа на РУ на мощност [Глава 8, ТОМ4]. Основните доминанти в FL-T2 са:

- FL-T2-13 (с 35% от приноса на FL-T2), което представлява опаряване на машинна зала. Последствията при този тип ИС представляват загуба на оборудването в машинна зала. Предвид това надеждността на отвеждането остатъчното топлоотделяне се определя от надеждността на системи ТХ и БРУ-А или ПК на ПГ, които се намират извън пределите на машинна зала;

- FL-T2-6 (31% от приноса на FL-T2), което включва всички ИС свързани с късания по RM система. Съответно, реакцията на блока при такъв тип изходно събитие е аналогична на тази при FL-T2-13, тъй като загуба на RM система директно води до изключване на възможността за разхлаждане чрез БРУ-К и RM система. Доминантните сечения и при това ИС се определят от отказите по обща причина на БРУ-А и УКТС компонентите, участващи в логиката на системата. (Съгласно „Програма за модернизация на блокове 5 и 6 на „АЕЦ Козлодуй" ЕАД. Замяна на УКТС на СБ с Програмно- технически комплекс (ПТК) на УСБ" е подменено изцяло оборудването участващо във формирането на ЗиБ на СБ. Настоящия анализ на риска от вътрешни наводнения не отчита замяната на шкафове УКТС на СБ. Съответната мярка има отношение към надеждността на цитираните по-горе технологични системи: ТХ, БРУ-А и ПК на ПГ.)

1.8.3.2 ВАБ ниво 2

Основният количествен показател в резултат на ВАБ ниво-2, използван като оценка на нивото на безопасност, е честотата за големи ранни изхвърляния - LERF.

За този показател са изчислени следните три стойности:

При допускане за приключване на дейностите по аварийния план до 12 часа – 3,92E-06 [1/y];

При допускане за приключване на дейностите по аварийния план до 24 часа – 4,43E-06 [1/y];

При допускане за приключване на дейностите по аварийния план до 48 часа –4,67E-06 [1/y].

Сравнението между получените стойности за LERF и нормативните изисквания за съществуващи централи показва, че блокове 5 и 6 на АЕЦ „Козлодуй" напълно удовлетворяват изискванията и за трите допускания. Този резултат напълно удовлетворява международните изисквания за централи, чийто проект не е изпълнен по последните съвременни стандарти за осигуряване на безопасността от експлоатацията на атомни централи. Следователно, може да се счита, че нивото на безопасност на централата е приемливо от гледна точка на нормативните изисквания.

Анализът на резултатите от ВАБ ниво 2 (основни резултати и резултати от анализа на чувствителност) позволява да се обобщят следните основни аспекти:

Основната заплаха за ХК представлява пробиването на бетона на шахтата. Това се обяснява с липсата на стратегии, които да третират тази заплаха. Според резултатите от базовия модел, приноса на тези последователности е 68. При елиминиране на заплахата от неизолиране на ХК, този принос се увеличава на 75 %;

Фигура 1.8.3 - 6. Принос на основните механизми на отказ на ХК

Най-големият риск за реализиране на изхвърляне на продукти на делене в околната среда в ранния период от аварията представляват авариите свързани с байпас на контейнмента при теч от I към II контур;

Операторските действия по изолиране на контейнмента са от голямо значение по отношение на сумарната честота на ранните изхвърляния. При гарантиране на изолирането на контейнмента LERF се намалява с приблизително 2 пъти. Предотвратяването на този механизъм следва да се адресира на по-ранен етап от аварията, т.е. преди нарушаване на целостта на ТОЕ;

Операторските действия по понижаване на налягането в I контур оказват влияние по отношение на сумарната честота на ранните изхвърляния, като липсата им води до увеличаване на LERF с приблизително 22 %;

Явленията изтичане на стопилка под високо налягане и директно нагряване на контейнмента не представляват заплаха за структурата на ХК. Основната причина за това се дължи на конструкцията на шахтата на реактора и съседните й помещенията (няма пряк път за изтичане на стопилката към централна зала), както и на големия обем на ХК, който позволява да се поеме топлината отдадена от стопилката към атмосферата в обема на ХК;

Явленията с парен взрив в и извън корпуса на реактора нямат значителен принос към механизмите на отказ на ХК. Този резултат се дължи на липсата на условия в повечето сценарии, т.е. наличие на вода на дъното на реактора или в шахтата на реактора;

В късната фаза на аварията са налични условия за динамично изгаряне на водород и CO (горене с ускоряване фронта на вълната и детонация), които представляват заплаха за целостта на ХК поради по-голямото количество на водорода, който се генерира от реакцията стопилка-бетон, които са по-силно изразени при работата на СС;

Отказът на тръбния сноп на ПГ вследствие високо-температурно пълзене ще има значителен принос към ранните изхвърляния (между 12 и 24 час), при условие, че ГЦТ не откаже преди това. Основните аварийни последователности, при които е много вероятно това да стане, са транзиенти и ИС с много малък теч от студения кръг, при които налягането в I контур остава високо, а се създават условия за загуба на хидрозатвора пред ГЦП. При тези условия потока на горещи газове преминаващи през тръбния сноп от страна на първи контур се увеличава значително, а от там и температурата на стените на тръбичките;

Предвид бавното развитие на аварията в БОК, внедряване на аварийни инструкции (РУТА), чрез които да се регламентира възстановяване на система за разхлаждане (или чрез алтернативни средства за подаване и разхлаждане), ще има съществен принос към овладяване на аварията. Според резултатите от анализа на чувствителност, стойността на SFP-RC0 се увеличава 13 пъти;

Неравномерното разпределение на касетите в БОК (събиране на касети с високо енергоотделяне в един отсек) води до значително намаляване на времето до повреда на горивото в БОК.

1.8.4 Осигуряване на пожарната безопасност

1.8.4.1 Подход за обезпечаване на пожарната безопасност

Съществуващата концепция за пожарна защита е в съответствие със следните изисквания:

- да редуцира пожарния риск и
- да обезпечи физическо разделяне на системите необходими за достигане на целите за безопасност на централата.

В рамките на Програмата за модернизация се реализират редица мерки за повишаване нивото на пожарната безопасност, които се свеждат до:

- Подобряване на огнеустойчивостта на огнеупорните врати;

- Ограничаване на разпространението на пожара през вентилационните канали;
- Модификация на системата за газово пожарогасене;
- Квалифициране на кабелните проходки и планиране на подмяната им;

Съществуващата концепция и допълнително реализираните мерки за пожарна защита осигуряват високо ниво в областта на пожарната безопасност.

1.8.4.2 Анализ на риска от пожар

Възникването на пожар в дадена пожарна зона, последствията от който водят до събитие, което внася смущение в нормалната работа на блока и потенциално може да доведе до повреда на активната зона в зависимост от успешната или неуспешната работа на защитните системи се определя като пожарен инициатор.

Определянето на “пожарния инициатор” е свързано с дефинираните пожарни зони и ефекта от пожара в тях върху функционирането на блока.

При определянето на потенциала на пожар в дадено местоположение на блока (пожарна зона) да доведе до появата на пожарен инициатор се включват ефектите от:

- лъжливо сработване, предизвикано от пожар поради късо съединение (активиране на сигнал за функциониране на оборудването, например старт, стоп, отваряне/затваряне) от БЩУ или УКТС шкафове,
- неселективно изключване поради запалване на оборудване и кабели (отказ на електрозахранване за оборудване от секция/сборка).
- Изходните събития вследствие на вътрешни пожари са определени в резултат на:
- идентифициране на системи и оборудване, които са кредитирани във ВАБ ниво-1 и такива, които не са включени в моделите на ВАБ-изследването за вътрешни събития, но са с потенциал да предизвикат изходно събитие в резултат на пожар;
- идентифициране на шкафове и панели с оглед определянето на потенциални неселективни спирания или лъжливи сработвания на компоненти поради пожар;
- анализ на управляващи вериги и определянето на ефекта на пожара върху кабелите от КИП и А, включително и управляващите кабели от ключ за управление.

1.9 Основни технически решения

1.9.1 Реактор, първи контур и свързани системи

ВВЕР-1000 е хетерогенен водо - воден енергиен реактор, корпусен тип. Функцията на реактора е да произвежда топлинна енергия в състава на ядрената паро-производителна инсталация (ЯППИ) в АЕЦ. Това се реализира чрез организиране и поддържане на контролируема верижна реакция на делене на горивото.

Реакторът е основна част от ЯППИ, където топлината, генерирана в ядреното гориво (активната зона), се предава на топлоносителя в първи контур. Топлоносител и забавител в реактора е химически обезсолена вода с разтворена в нея борна киселина, чиято концентрация се променя в процеса на експлоатация.

Реактор ВВЕР-1000 се състои от корпус, горен блок с капак и вътрешнокорпусни устройства. В него е поместена активната зона на реактора, състояща се от топлоотделящи касети.

Реакторът е инсталиран в херметичната зона на реакторното отделение. Общият вид на реактора ВВЕР-1000 е представен на Фигура 1.9.1-1.

Фигура 1.9.1-1

Корпус на реактора

Корпусът на реактора представлява вертикален цилиндричен съд за високо налягане в който са разположени вътрешно корпусните устройства и горивните касети (активната зона). Изработен е от легирана перлитна хром-молибден-ванадиева стомана марка 15Х2НМФА. Корпусът се състои от следните основни части:

- Фланец с упорен пръстен;
- Цилиндрични пръстени с щуцери към/от ГЦТ с разделител на потока;
- Цилиндричен пръстен с опорен фланец;
- Цилиндричен пръстен;
- Елиптично дъно.

Фланецът е изцяло кован дебелостенен пръстен и служи за присъединяване на капака към корпуса.

На фланеца на корпуса има резбови гнезда за детайлите на главното уплътнение и два

кръгови канала, в които се разполагат никелови уплътнителни пръстени. На вътрешната повърхност на фланеца има пръстен за опора на шахтата.

Във фланеца на корпуса се завиват шпилки, общо 54 броя чрез които се уплътнява корпуса с капака на реактора.

Зоната на щуцерите се състои от два цилиндъра, във всеки от които има по четири щуцера Ду850. В долния цилиндър са разположени щуцерите Ду850 за вход на топлоносителя, а в горния - за изхода.

На нивото на горния ред щуцери Ду850 са разположени два щуцера Ду300 за аварийно охлаждане на активната зона и щуцер Ду250 за извеждане на импулсните тръби на КИП и на системата за вътрешнореакторен контрол.

На нивото на долния ред щуцери Ду850 са разположени два щуцера Ду300 за аварийно охлаждане на активната зона. На вътрешната повърхност на корпуса, между входните и изходните щуцери, е приварен разделителният пръстен.

Между двата пръстени с щуцери има пръстен за разделяне на потока.

Към вътрешната част на цилиндричния пръстен са заварени шпонкови канали с направляващи шпонки, предназначени за укрепване на долната част на шахтата.

Опорният пръстен е предназначен за закрепване на корпуса и ограничаване на осовото изместване. Пръстенът се монтира с помощта на крепежни детайли за опорната ферма.

Упорният пръстен е предназначен за закрепване на корпуса и ограничаване на радиалното му преместване. Пръстенът има клинообразни прорези, с помощта на които се монтира пръстенът на фланеца на корпуса под шпонките на упорната ферма.

Цялата вътрешна повърхност на корпуса има 7mm антикорозионно покритие.

Горен Блок

Горния блок с капака на реактора и детайлите на уплътнението формират херметичен обем, част от първи контур. Изработен е от легирана перлитна хром-молибден-ванадиева стомана марка 15Х2НМФА.

Предназначението на горният блок е чрез капака да осигури:

- херметичност на реактора;
- блока защитни тръби срещу изплуване а чрез него и всички вътрешнокорпусни устройства;
- разполагане на задвижващите устройства и електрообзавеждането на системата за управление и защита;
- извеждане на каналите за контрол на температурата и неутронния поток.

Горният блок е съставен от:

- капак на реактора с щуцери;
- метална конструкция;
- траверси;
- приводи на СУЗ;
- изходи на ТК и КНИ.

Капак на реактора

Капакът на реактора представлява щамповъчно-заваръчна конструкция, която се състои от пресечен елипсоид и фланец. Елипсоидът и фланецът са съединени със заваръчен шев, изпълнен с автомат.

На елипсоида на капака има 91 отвора, които завършват с щуцери за СУЗ, ТК, КНИ и въздушник. На фланците на щуцерите е предвидена възможност за монтиране на две уплътнения. Между двете уплътнения е изведена тръбопроводна линия за контрол на плътността.

Фланецът на капака е монолитна структура (т.е. няма заваръчни шевове). На фланеца са направени 54 броя отвори за шпилките на главния разьом на реактора.

Има ограничител за изтичане на топлоносител от щуцера на капака на реактора при скъсването му.

Метална конструкция

Металната конструкция на горния блок е съставена от:

- щанги, поставени в гнезда на външната повърхност на капака;
- направляваща конструкция (каркас), която включва направляващи тръби; въздушен колектор; горна плоча; дистанцираща решетка.

Направляващите тръби са монтирани в гнезда на капака на реактора и позволяват на тях да се монтират всички елементи на металоконструкцията.

Въздушният колектор е изпълнен от две плочи и пръстени, които образуват тракт за отвеждане на въздуха за охлаждане на електромагнитите на приводите на СУЗ.

Конструкцията за монтиране на въздуховода на направляващите тръби позволява свободни радиални температурните разширения.

Горната плоча осигурява центриране на приводите на СУЗ, и ограничаване хоризонталното преместване на приводите при сеизмично въздействие.

Конструкцията на плочите и вертикалното им разположение позволява обслужване на горния блок по време на ПГР.

Траверсата представлява кръгла оребрена плоча, върху която са монтирани халка за захват на куката на крана и направляващата конструкция (каркаса) за щангите на горния блок. Траверсата осигурява транспортиране на горния блок.

Приводи на органите за регулиране

Приводите са изпълнителните механизми на системата за управление и защита (СУЗ). Те са предназначени за регулиране на реактивността чрез постъпателно преместване по височината на активната зона на органите за регулиране на СУЗ (ОР СУЗ) при пускане, регулиране на мощността и спиране на реактора.

Приводите на СУЗ са 61 на брой, имат еднакви по конструкция механизми и електрически възли и са разположени върху капака на горния блок (ГБ) на реактора. На координатите на приводите съответствуват координатите на топлоотделящите касетите (ТОК), в които са разположени ОР СУЗ. В една ТОК се разполагат 18 броя поглъщащи пръти (кластери), от които е съставен ОР СУЗ. Приводите заедно с органите за регулиране са разпределени в 10 групи. Във всяка група има по 6 органа за регулиране, освен в пета група - 4 органа за регулиране и осма група - 9 органа за регулиране.

Електроразпределителен блок

Електроразпределният блок е предназначен за разполагане и включване на електрокомуникациите на приводите на ОР и кабелите на ВРК, а така също и за обслужване на ГБ в шахтата на реактора и шахтата за ревизия на ГБ, закрепването на ГБ против преместването му при сеизмични въздействия и биологичната защита за обслужващия персонал.

Електроразпределният блок е заварена метална конструкция, състояща се от шест стойки, плоча, две площадки за обслужване, стълби и ограждение.

Върху защитната метална конструкция са разположени шлейфовете за подвързване на електрозахранването към електромагнитите и датчиците на приводите на СУЗ и шлейфовете от датчиците на КНИ, температурния контрол (ТК) на активната зона и сигнализацията за пропуски на топлоносител от щуцерите на капака на реактора.

Шлейфовете са изпълнени като херметични метални ръкави, в които са разположени термо- и радиационноустойчиви кабели.

Класификацията на отделните елементи на реактора е както следва:

Наименование	Клас по безопасност	Група по качество	Категория по сеизмо-устойчивост
Корпус на реактора, включително заваръчните шевове на щуцерите за тръбопроводи Ду850, Ду300	1-Н	А	1
Капак на реактора, включително заваръчните шевове на щуцерите за СУЗ, ТК, КНИ	1-Н	А	1
Вътрешно-корпусна шахта	2-Н	-	1
Ограничител на активната зона	2-Н	-	1
Блок защитни тръби (БЗТ)	2-Н	В	1
Активна зона	1-Н	-	1
ОР на СУЗ	2-Н,У	В	1
Електроразпределителен блок	3-Н,У	-	1
КНИ и канали за ТК	2-Н	В	1

1.9.1.1 Първи контур

Първи контур представлява комплекс от оборудване и свързващи тръбопроводи, (включително системата за компенсиране на налягането), по които циркулира топлоносителят за охлаждане на активната зона.

Първи контур заедно със свързаните към него системи осигурява отвеждането на топлината от активната зона на реактора във всички експлоатационни състояния и аварийни условия.

Поддържането на плътността на първи контур осигурява надеждна бариера срещу разпространението на радиоактивни продукти.

Първи контур включва цялото оборудване, което съставлява границата на налягане като защитна бариера срещу разпространението на радиоактивни вещества:

- Реактор;
- Главни циркулационни тръбопроводи (ГЦТ);
- Главни циркулационни помпи (ГЦП);
- Парогенератори (ПГ);
- Компенсатор на налягането (КН) и предпазни клапани (ПК) на КН.

Опорните елементи (опори, амортисьори, ограничители на преместване и др.) между елементите на първи контур и строителните конструкции се разглеждат като част от системите, включени в първи контур.

Главни циркулационни помпи - 4 броя:

Главната циркулационна помпа ГЦН-195М е предназначена за създаване на циркулация на топлоносителя в първи контур и представлява вертикална центробежна едностепенна помпа

с уплътнение на вала, конзолно работно колело, осево подвеждане на водата и изнесен асинхронен електродвигател.

Парогенератори - 4 броя:

Парогенераторът представлява еднокорпусен рекуперативен топлообменен апарат от хоризонтален тип с потопени тръбни снопове, предназначен за производство на суха наситена пара.

Главни циркулационни тръбопроводи - 4 кръга:

ГЦТ са с Ду 850 mm, и съединяват реактора с парогенераторите и ГЦП.

Компенсатор на налягането:

Компенсаторът на налягане представлява вертикален съд, подсъединен с тръбопровод към “горещия” кръг на ГЦТ и е предназначен за поддържане на налягането в първи контур при изменението на температурния режим по време на работа на блока.

1.9.1.2 Системи от първи контур

Системи за планово и аварийно охлаждане

Тези системи са предназначени да охлаждат активната зона на реактора във всички експлоатационни състояния и аварийни условия.

Система за поддържане на налягането в първи контур

Системата е предназначена за поддържане на зададено налягане в първи контур при стационарни режими, за ограничаване на отклоненията на налягането във всички експлоатационни състояния и аварийни условия и за повишаване/понижаване на налягането в режим разгряване/разхлаждане.

Система за защита на първи контур от превишаване на налягането

Системата за защита на първи контур от превишаване на налягането е предназначена за защита на оборудването и тръбопроводите на реакторната инсталация от превишаване на допустимото налягане в първи контур.

Състои се от импулсно-предпазни устройства (ИПУ), монтирани на тръбопровода от КН. След тях парата се изхвърля в барботажния резервоар.

Система Защита от студено опресоване

В рамките на програмата за модернизация на 5 и 6 блок е монтирана допълнителна система “Защитата от студено опресоване (ЗСО)“.

Защитата от студено опресоване (Cold Overpressure Protection, COP) има за цел да ограничи последствията от непреднамерено задействане на устройства за повишаване на налягането чрез изключване на компоненти от системите за повишаване на налягането и затваряне на подаващи линии и съответно отваряне на линии за разтоварване и понижаване на налягането. Системата работи при температура в първи контур < 150°C. Алгоритъмът на автоматичните действия се базира на предварително изчислена крива “NDTT - Температура на прехода към нулева еластичност” за корпуса на реактора в края на проектния му ресурс. Изпълняват се следните четири последователни стъпки:

Стъпка 1: В случай на опасност от студено опресоване, към БЩУ се подава алармен сигнал, който предупреждава оперативния персонал.

Стъпка 2: В случай на по-нататъшно повишаване на налягането или понижаване на температурата, когато се надхвърли първата гранична стойност, системата за защита от студено опресоване затваря напорните линии на система ТК към първи контур.

Приема се че помпи TQ3 и TQ4 са без напрежение на електродвигателите в режим на планово разхлаждане при температура < 150°C (административна мярка).

Стъпка 3: Ако втората гранична стойност е надвишена, допълнително се отваря арматура на линията за аварийно газоотвеждане от компенсатора на налягането към барботажния резервоар (YR51-53S01 и YR61-63S01).

Стъпка 4: Ако налягането продължава да се повишава или температурата продължава да се понижава и се превиши третата гранична стойност, отваря първият предпазен клапан на компенсатора на налягането(отваряне на импулсните клапани YP21S08, 09).

Всички действия по защита от студено опресоване се отменят, ако поне в един горещ тръбопровод на първи контур температурата е над 150°C.

Система за очистване на топлоносителя

Това е системата с високотемпературни филтри.

Основните функции на системата са:

- приемане на част от топлоносителя от напорната страна на ГЦП;
- непрекъснато очистване на топлоносителя на първи контур от дисперсни продукти на корозията на конструктивните материали на контура с цел намаляване на отлаганията на тези продукти в тракта на топлоносителя и понижаване на радиационното въздействие върху обслужващия персонал;
- връщане на топлоносителя на входа на ГЦП.

Спомагателни системи:

- Система за подпитка и продувка на първи контур, предназначена за поддръжка на материалния баланс на първи контур, на водохимичния режим и за уплътняване на вала на ГЦП;
- Дренажи и въздушници, линии за запълване;
- Импулсни линии и линии за отбиране на проби.

Класификация на системите от първи контур

Оборудване	Клас по безопасност	Сеизмична категория	Група по качество
Главни циркулационни тръбопроводи	2 - Н	1	В
Парогенератори	2 - Н	1	В
Главни циркулационни помпи	2 - Н	1	В
Компенсатор на налягането включително тръбопроводи за впръск	2 - Н	1	В
Система за байпасно очистване на топлоносителя	2 - Н	1	В
Система за продувка и подпитка	2 - Н	1	В
Система за азот/газ - част високо налягане	2 - Н	1	В
Система за аварийно охлаждане на активната зона ниско налягане	2 - 3	1	В
Система за аварийно охлаждане на активната зона високо налягане	2 - 3	1	В
Система за планово охлаждане на първи контур	2 - Н	1	В
Система за пробоотбиране от първи контур	2 - Н	1	В
Дренажи от първи контур и YT до втория изолиращ клапан -тръбопроводи част високо налягане	2 - Н	1	В
Предпазни клапани на КН	2 – 3	1	В

Оборудване	Клас по безопасност	Сеизмична категория	Група по качество
Разтоварващи тръбопроводи от клапаните на КН, Барботажен резервоар	3 - Н	1	С
Аварийна газоотделяща система на блока	2 - З	1	В

1.9.2 Паротурбинна инсталация

Паротурбинната инсталация е основно съоръжение на АЕЦ и е предназначена за използване в моноблок с реакторна инсталация ВВЕР-1000 и генератор ТВВ-1000 за производство на електроенергия.

Паротурбинната инсталация с основните съоръжения на топлинния цикъл и със спомагателните съоръжения представляват така наречения втори контур на ядрената централа.

Елементите на паротурбинната инсталация са следните:

- Парна турбина
- Система от паропроводи за свежа пара
- Система за питателна вода
- Система за подаване на пара от втори контур в кондензаторите на турбината
- Система основен кондензат
- Защита на втори контур от превишаване на налягането
- Система за поддържане на водохимичен режим на втори контур
- Система за пробоотбиране от втори контур
- Система за продувка на парогенераторите

1.9.2.1 Турбина К - 1000-60/1500-2

Турбината е предназначен за преобразуване на енергията на парата, постъпваща от парогенераторите в механична енергия на вала на турбината К-1000-60/1500-2 и след това в електрическа енергия в генератора ТВВ-1000-4УЗ.

Турбоагрегатът е предназначен за продължителна работа в базов режим съвместно с реактор тип ВВЕР-1000 по моноблочна схема с номинална мощност 1 000 000kW с честота на въртене 1500 rpm.

Парната кондензационна турбина К-1000-60/1500-2 е едновалов четирицилиндров агрегат и се състои от цилиндър високо налягане (ЦВН), три цилиндри ниско налягане (ЦНН) без регулируеми пароотбори с регенеративни установки ниско и високо налягане, три кондензатора, органи за дроселно пароразпределяне, система за маслоснабдяване и регулираща система. Кондензатор 1000 КП-100800-1 е с модулна компановка на тръбната система от повърхностен тип, двуходов, двупоточен, изпълнен в три корпуса, разположени под съответния ЦНН на турбината. Всеки корпус се състои от съединителна патрубка, тръбна система, подаващи и отвеждащи камери, обръщащи посоката на потока водни камери и два кондензатозборчика.

Свежата пара от ПГ по четири паропровода се подава към четири комбинирани стопорно-регулиращи клапани – (СРК).

След СРК парата постъпва в ЦВН. От ЦВН парата постъпва по четири паропровода Ду 1200 mm в сепаратор-паропрегревател (СПП) за сепарация и с еднократно двустепенно парно промеждутъчно подгряване с пара от I-ви пароотбор и със свежа пара. След това по четири тръбопровода Ду 1200 mm, съединяващи се в два колектора с променлив диаметър, парата с налягане 1.04 MPa (10.65 kgf/cm^2) се насочва към трите цилиндъра ниско налягане (двустенни,

двупоточни и имащи във всеки поток по 7 степени). На вход към цилиндри ниско налягане са монтирани шест стопорни заслонки с диаметър 1200 mm, снабдени с индивидуални сервомотори. Отработената пара от цилиндри ниско налягане през преходни тръбопроводи се подава в кондензаторите.

Конструкцията на преходния тръбопровод осигурява достъп на парата в която и да е от половините на корпуса на кондензатора независимо от изключването по вода на една от половините.

Благодарение на линзовите компенсатори тръбопроводите имат възможност да се разширяват независимо от кондензаторите.

Роторите на ЦВН и ЦНН са сварни, съединени помежду си и с ротора на генератора на твърди съединители. Роторите се опират на 8 плъзгащи опорни лагера, разположени на 5 изнесени опори. Опорите от своя страна са монтирани върху масивни стоманени рамки, заляти в бетоновия фундамент.

Упорният лагер е с механична система за изравняване на натоварването между упорните колодки и е разположиен на втората опора между цилиндър високо налягане и цилиндър ниско налягане.

Фикспунктовете на ЦНН са разположени на лапите от страна на регулацията. Опорите на лагерите от втора до пета са фиксирани от преместване в осево направление.

Предната опора е съединена с корпуса на ЦВН с Т-образна шпонка. Тя осигурява осево преместване на опорите в съответствие с топлинното разширение на корпуса на ЦВН.

За изключване на възможността от изхвърляне на пара в атмосферата или вкарване на въздух в кондензаторите покрай вала на ротора турбината има лабиринтови уплътнения. Корпусите на крайните уплътнения на цилиндри високо налягане са закрепени за опорите на лагерите, а с корпуса на ЦНН те са съединени с херметични гъвкави елементи. При работа на турбината на номинален товар парата от първите камери на крайните уплътнения на ЦВН се подава в IV пароотбор, а от предпоследните - парата се подава за уплътнение на ЦНН или към VII пароотбор, като добавъчната пара за уплътнение на ЦНН се подава от колектор собствени нужди.

От крайните камери на уплътненията на ЦВН и ЦНН паровъздушната смес се засмуква от ежектор пара уплътнение.

Турбината е снабдена с валопревъртащо устройство (ВПУ), което е предназначено за осигуряване на равномерно нагряване и изстиване на роторите в режими на пускане и спиране. ВПУ е автоматично, с обемна механична муфа и хидромуфа. С цел намаляване мощността на електропривода на ВПУ, а също така за предотвратяване на износването на черупките на лагерите е предвиден хидроподем на роторите на турбината и генератора чрез подаване на масло с високо налягане към всеки един лагер със специални помпи. Честотата на въртене на ротора на турбината на валоповорот е 1 оборот за 7 минути.

1.9.2.2 Система от паропроводи за свежа пара

Система паропроводи за свежа пара е предназначена за транспортиране на парата, генерирана в парогенераторите на реакторната инсталация, към турбината във всички режими на експлоатация на блока. Системата е проектирана на сумарен пропуск на пара 6200 t/h, налягане на наситената пара 60 kgf/cm2 и температура 274°C.

От всеки парогенератор излиза самостоятелен паропровод, преминава през стената на херметичната обвивка и влиза в пом. А820. На всеки паропровод в пределите на реакторно отделение са монтирани по един бързодействащ отсечен клапан и по един обратен клапан. Между парогенераторите и БЗОК на всеки от четирите паропровода са монтирани по едно устройство БРУ-А и по два предпазни клапана.

В машинна зала магистралните паропроводи Ø630x25 се присъединяват с четири връзки Ø530x28 към два колектора със същия диаметър, които чрез междинни връзки Ду 200

образуват главния парен колектор (ГПК). Към ГПК се включват 4 устройства БРУ-К и две устройства за подаване на пара към колектора за собствени нужди БРУ-СН на централата.

Системата обезпечава изпълнението на следните функции по безопасност:

- защита на втори контур от превишаване на налягането;
- бързо и надеждно отцепване на парогенератора в случай на теч или повреда на паропроводи или тръбопроводи за питателна вода в неотсекаемата част при аварийни ситуации;
- отвеждане на остатъчното топлоотделяне на реактора и разхлаждане на блока със зададена скорост в планови и аварийни режими.

Освен това, системата осигурява изпълнение на следните функции при нормална експлоатация:

- подаване на пара към стопорно-регулиращите клапани на турбинната инсталация;
- поддържане на блока в режим на горещ резерв и снабдяване на потребители собствени нужди с необходимото количество пара.

В състава на системата паропроводи за свежа пара влизат:

- паропроводи високо налягане;
- импулсни предпазни устройства на парогенераторите (ИПУ ПГ);
- бързодействащи запорно-отсичащи клапани (БЗОК) и тяхната управляваща арматура;
- отсичаща електрозадвижвана арматура;
- бързодействащи редукционни устройства за изпускане на пара в атмосферата (БРУ-А);
- бързодействащи редукционни устройства за изпускане на пара в кондензаторите на турбината (БРУ-К);
- бързодействащи редукционни устройства за подаване на пара в колектор собствени нужди (БРУ-СН);
- спирателна и регулираща арматура.

С помощта на редукционните устройства (БРУ-А, БРУ-К, БРУ-СН) и предпазните клапани, установени на паропроводите, е предвидено изхвърляне на парата в атмосферата, в кондензаторите на турбината и колектор собствени нужди в пускови и предпускови режими на работа и в режим на разхлаждане на блока.

1.9.2.3 Система за питателна вода

Система питателна вода е предназначена за подаване на водата в ПГ и поддържане в тях на нормално ниво при работа на блока в режим на номинално натоварване, пускане и спиране на блока, а също така и в аварийни режими.

1.9.2.4 Система за подаване на пара от втори контур в кондензаторите на турбината

Системата е предназначена за:

- регулиране на налягането на парата в главния парен колектор при пускане и начално натоварване на турбината
- регулиране на скоростта на разхлаждане на блока при спиране.

1.9.2.5 Система основен кондензат

Системата за основен кондензат е предназначена за подаване на кондензата от кондензатора на турбината през блочната обезсоляваща инсталация (БОУ) през подгревателите ниско налягане (където кондензатът се подгрява) към деаератора.

1.9.2.6 Защита на втори контур от превишаване на налягането

Системата е предназначена за защита на втори контур от превишаване на допустимото налягане.

Проектният критерий е предотвратяване превишаването на налягането в парогенераторите и в паропроводите за свежа пара над 10 % от разчетното налягане на парогенераторите.

Системата за защита на парогенераторите от превишаване на налягането трябва да функционира във всички режими с нарушение на нормалните условия за експлоатация и в аварийни режими, съпроводени от повишаване на налягането в парогенераторите над допустимото.

1.9.2.7 Водохимичен режим на втори контур и система за неговото поддържане

За II контур се използва високоалкален водохимичен режим с корекционна обработка на работната среда посредством едновременно дозиране на хидразин, амоняк и етаноламин.

Водохимичния режим осигурява:

- минимално количество отложения на топлообменните повърхности в ПГ, проточната част на турбината и в кондензатно-питателния тракт;
- предотвратяване на корозионни и корозионно-ерозионни повреждания на конструкционните материали на ПГ, тръбопроводите и оборудването по II контур;
- повишаване на pH25^{0}C на питателната вода до стойности 9,7-9,95;
- повишаване на pH25^{0}C на продувъчната вода (Dy-80) до стойности над 9,30ед.;
- повишаване на pHt на продувъчната вода (Dy-80) и най-вече в най-слабите места на ПГ – студен колектор и “щелли” до стойността – 5,90÷6,01;
- допълнително ограничаване транспорта на корозионни продукти към парогенераторите внасяни с питателната вода.

1.9.2.8 Система за пробоотбиране от втори контур

Автоматичен химичен контрол (АХК) на втори контур

АХК включва:

1. Устройство за подготовка на пробите
2. Измервателни прибори, които включват:
   - колонки с катионитна йонообменна смола;
   - измервателни клетки с датчици за pH и специфична електрическа проводимост.
3. Панели с датчици, захранващи блокове, регистриращи панели.

Информацията от системата за АХК се предава към компютърната информационна система и се предоставя на операторите в БЩУ.

Автоматичен химичен контрол на продувъчна вода от парогенераторите

Системата за автоматичен химичен контрол служи за непрекъснато измерване, визуализация и регистрация на физикохимичните показатели на продувъчната вода от “солевия" отсек на парогенераторите (Ду80) при стационарен режим на работа.

1.9.2.9 Система за продувка на парогенераторите

Основното функционално предназначение на системата за продувка на ПГ е поддържане на оптимални химически показатели на котловата вода в ПГ по II контур при работа на блока на мощност. Системата се използва също за дрениране на ПГ по II контур при спрян блок.

1.9.2.10 Система за регулиране и защита на турбината

Системата за автоматично регулиране и защита на турбината е предназначена за поддържане на зададена честота на въртене на роторите при пускане, спиране, натоварване, разтоварване и за защита на ТА от повреди.

Тя е изпълнена като електрохидравлична с електронна управляваща част и хидравлична изпълнителна част. При управление на изпълнителните органи (ЕМП и ЕХП) от електронната управляваща част се реализира електрохидравличната система за регулиране (ЕХСР), а при управление на изпълнителните органи от хидравличната част се реализира хидравличната система за регулиране (ХСР). При отказ на ЕХСР или отпадане на захранването на ЕМП превключването в ХСР се осъществява автоматично. Ръчното превключване от ХСР в ЕХСР се осъществява от СОУТ чрез ключ на БЩУ-5.

Системата управлява отсечните заслонки и регулиращите клапани на турбогенератора във всички режими на работа.

Система ЕХСР - "Ovation" е основната система за регулиране на ТГ-9.

1.9.3 Система за циркулационно и техническо водоснабдяване

Техническото водоснабдяване на АЕЦ „Козлодуй“ има за задача осигуряване на техническа вода, необходима за охлаждане на изградените съоръжения на площадката на ядрено паропроизводителна инсталация.

Техническото водоснабдяване на АЕЦ „Козлодуй” се осъществява по схема с води от р. Дунав. В схемата влизат три брегови помпени станции (БПС 1, 2 и 3), канал за довеждане на студената вода (СК-1), два канала за отвеждане на топлите води в р. Дунав (ТК-1 и ТК-2), два броя циркулационни помпени станции (ЦПС 3 и 4), слабонапорни канали, разпределителни шахти, аварийна помпена станция (АПС) с тръбопроводи, рециркулации за топла вода при ЦПС1 и БПС и др.

Брегови помпени станции 1, 2 и 3 (БПС 1, 2 и 3)

БПС 1, 2 и 3 са предназначени за подаване на техническа вода от р.Дунав, необходима за производствени нужди на АЕЦ "Козлодуй".

Всички монтирани 34 помпи в БПС 1, 2 и 3 са еднотипни, притежават едни и същи технически характеристики и са взаимно заменяеми. В БПС 1 са монтирани 10 броя помпи – тип ОПВ-5-5110Э, куплирани с електродвигатели, а в БПС 2 и 3 – 24 броя помпи от същия тип. Помпите са с дебит от 5,3 до 6,6 m^3/s и напор от 3 до 12 m.

Проектно общото водно количество, което може да се подаде при работа на всички работни помпи, при ниски и средни водни нива в р.Дунав, е 185 m^3/s. При форсиран режим на работа на БПС водното количество достига до 200 m^3/s и се осигурява от работата на 31 броя помпи.

В нормален режим на експлоатация се извеждат за планов и технически ремонт до 3 броя помпи.

Подземната част на БПС 1, 2 и 3 е монолитна конструкция от стоманобетон, а надземната - от готови стоманобетонови елементи.

За управление на БПС е изграден команден блок. Той се състои от кабелен етаж, командно помещение, работилница, акумулаторно помещение и канцелария. В близост до него е изградено ОРУ за захранване на помпените станции с електроенергия.

В случаите на аварии по външното електрозахранване от 110 kV и 220 kV е осигурено дизелово захранване на БПС.

Канал за довеждане на студената вода (СК-1)

Студеният канал провежда водата от БПС до ЦПС. Той започва от изливните басейни след БПС и завършва до аванкамерата на ЦПС 3. Каналът е с дължина 7071m (от БПС 1 до

аванкамерата на ЦПС 3), трапецовидно напречно сечение с ширина по дъното 19,50 m, водни откоси 1:2, нулев наклон на дъното и кота дъно 27,40. От технологичен мост при ОРУ котата на дъното на канала плавно се променя на 26,25, с ширина на дъното 10 m и водни откоси 1:2,5.

Топъл канал 1 (ТК1)

Топлата вода от блоковете на централата се отвежда обратно в р.Дунав с помощта на топъл канал (ТК1). Топлият канал започва от изходните шахти на слабонапорни канали. Той има дължина 6370 m, трапецовидно напречно сечение с ширина на дъното 12m в началото и 15m в останалата част. Откосите са 1:2 за водната страна и 1:2,5 за въздушния откос по проект, като фактически е оформен откос 1:3,5 с полагане на допълнителен контранасип.

Максималната проводимост на топлия канал е 180 m^3/s. При работа само на 5-ти и 6-ти енергоблок ТК1 провежда до 96 m^3/s.

В края на ТК1 водният поток се разпределя в две посоки през изграден байпасен канал, на края на който е изградена ВЕЦ, като непосредствено пред нея водата се връща обратно към р.Дунав и през преливник с надуваем яз на короната.

Топъл канал 2 (ТК2)

Топъл канал 2 е предвиден да отвежда отработената техническа вода от 5-ти и 6-ти блок на АЕЦ „Козлодуй".

Каналът е дълъг 2125m, с правоъгълен напречен профил (B=16,00m), фундиран върху баластрова възглавница. Каналът е оразмерен за водно количество от 110 m^3/s.

Циркулационни помпени станции 3 и 4 (ЦПС 3 И ЦПС 4)

За нуждите на АЕЦ "Козлодуй" са построени две самостоятелни помпени станции – ЦПС 3 за 5-ти блок и ЦПС 4 за 6-ти блок. Решенията за ЦПС 3 и ЦПС 4 са еднакви. Подземната част е изпълнена от монолитен стоманобетон, а връхната конструкция е сглобяема.

Във всяка са монтирани по 6 бр. агрегати. Помпите са тип ОПВ-2-145Э за напор от 8,8 – 16,4 m. и дебит от 5,35-9,5 m3/s. Помпите са куплирани с електродвигатели с мощност от 932-1550 kW. Водата от помпите се подава към кондензаторите на турбините по 6 бр. стоманени тръбопровода с диаметър 2020x12 mm, изпълнени по блокова схема.

И в двете станции са монтирани по 6 бр. артезиански помпи тип 400-ДТ-22x2 за водоснабдяване на неотговорни потребители. За нуждите на пожарогасенето са монтирани по 3 бр. артезиански помпи 20А-18x3-1. Монтирани са и по два броя противопожарни помпи с дизелово захранване и по два броя дизелови помпи за бризгалните басейни, за случаите когато отсъства електрозахранване.

Слабонапорни канали (СЛК)

СЛК са стоманобетонова конструкция, изградени във вид на единични и двойни касети с правоъгално напречно сечение. Служат за отвеждане на водата и връзка с Топлите канали (ТК1 и ТК2).

Разпределителни шахти (РШ1 И РШ2)

РШ1 и РШ2 са предназначена за разпределение на топлата вода чрез савачни табли (с повдигателни механизми и без повдигателни механизми) и връзка със слабонапорни канали Конструкцията на шахтите е стоманобетонова монолитна, като включва и изградени стоманобетонови греди и колони, Фундирани са върху непропадъчни льосови отложения. Вътрешната хидроизолация на шахтите е от торкрет - 3см.

Аварийна помпена станция (АПС)

Предназначение и е да допълва аварийния обем в СК1 до аванкамерите на ЦПС 3 и 4.

До БПС 2 и 3 е изградена аварийна помпена станция, която осигурява независимо подаване на вода от подводящия канал до аванкамерите на ЦПС. Подземната част на сградата е монолитна, а връхната сглобяема. В нея са монтирани три броя помпи тип 24 А-18 х 1 с мощност на двигателите по 250 kW, за водно количество от 1200 m^3/h и напор от 40 m. Водата се подава до СК1, с два самостоятелни напорни стоманени водопровода, с диаметър по 520 mm, преминаващи по отделно трасе през низината. Тръбопроводите са засипани на дълбочина 1,20 m от терена.

Рециркулация за топла вода при ЦПС1

Съоръжението осигурява прехвърляне на топла вода от 11-ти и 12-ти слабонапорни канали в СК1. Състои се от водовземна шахта, подводящ канал, аванкамера и преливник. Водовземната шахта е съоръжена с плосък савак, който се задвижва от повдигателен механизъм. Чрез степента на отваряне на савака се регулира водното количество, протичащо през рециркулацията. Водното количество зависи също от нивото на водата в начало ТК1.

Протичащото водно количество зависи и от нивото на водата в СК1 и степентта на притваряне на саваците на изхода на слабонапорни канали 11 и 12 в началото на ТК1.

1.9.3.1 Охлаждане на потребителите от системите за безопасност

Системата за техническо водоснабдяване на потребителите от системите за безопасност (отговорни потребители) на всеки блок като цяло се състои от три независими един от друг канали (I, II, III канали). Каналите работят по затворен контур с охлаждане на водата в бризгални басейни. Към всеки канал са свързани по два басейна, като басейните за един канал от двата блока са общи. Системата е описана в глава 12.

1.9.4 Електрически системи

Потребителите на електроенергия в АЕЦ се делят на 3 основни групи, според вида консумираната от тях ел. енергия и степента на надеждност на захранването им:

Потребители I категория – потребители на променлив и постоянен ток, недопускащи по условията за безопасност прекъсване на електрозахранването за повече от части от секундата (един период 20 ms) във всички режими, включително и в режим на пълна загуба на напрежението на променлив ток от работните и резервните трансформатори собствени нужди (режим на обезточване), изискващи обезателно наличие на захранване след сработване на аварийната защита на реактора;

Потребители II категория – потребители на променлив и постоянен ток, допускащи прекъсване на захранването за време, определено от условията за безопасност и изискващи наличие на захранване след сработване на аварийната защита на реактора;

Потребители III категория – потребители на променлив ток, които нямат по-високи изисквания към надеждността на електрозахранването им, отколкото изискванията към електрозахранването на отговорните потребители на обикновените ТЕЦ.

Системата за нормално електрозахранване (работно и резервно) е предназначена да осигурява нормалното работно захранване (по щатната схема на захранване) на механизмите за СН на АЕЦ - потребителите III категория.

За потребителите III категория системата за нормално електрозахранване се явява единствен източник на ел. енергия. След монтиране на допълнителен дизелгенератор за захранването на блочни консуматори, е възможно захранването на някои консуматори III категория и от този ДГ.

Системата за надеждно захранване II категория е предназначена за електроснабдяване

на системите за безопасност на АЕЦ и на потребителите II категория.

Към потребители II категория се отнасят потребителите, които имат повишени изисквания към надеждността на електроснабдяването, и допускащи прекъсване на електрозахранването за време, определено по условията на ядрената безопасност (до 3 min, което е по-голямо от времето за пуск на ДГ и автоматичното включване на потребителите по АСП).

Към потребителите от тази категория спадат механизмите, осигуряващи разхлаждането на реактора и локализиране на аварията в различните аварийни режими при пълна загуба на напрежението на секции нормална експлоатация.

Към потребители първа категория се отнасят онези потребители на променлив и постоянен ток, недопускащи по условията за безопасност прекъсване на електрозахранването за повече от части от секундата (един период от 20 ms) във всички режими, включително и в режим на пълна загуба на напрежението на променлив ток от работните и резервните трансформатори собствени нужди (режим на пълно обезточване), изискващи обезателно наличие на захранване след сработване на аварийната защита на реактора.

От своя страна потребители първа категория се делят на потребители на постоянен и променлив ток.

Към потребители на постоянен ток I категория се отнасят консуматори, захранени директно от ЩПТ (щит за постоянен ток). При нормална работа на блока тези потребители получават захранване от изправителя (изправителите) на съответния ЩПТ, а при обезточването му – от съответната АБ (акумулаторна батерия) на ЩПТ.

Надеждното електрозахранване на потребители I категория се реализира чрез използването на агрегати за непрекъснато захранване АБП. АБП е предназначен за захранване с прав и променлив ток на потребители I категория при нормална работа на централата, а така също и в аварийни режими, в това число и при пълно обезточване.

1.9.4.1 Схема за отдаване на мощност, количество електропроводни линии, напрежения

Схемата за подаване на произведената електроенергия към енергийната система е изградена на блоков принцип генератор-трансформатор.

Страната високо напрежение (ВН) на трансформатора е свързана чрез Открита разпределителна уредба към енергийната система. Изхода на генератора е монтиран генераторен прекъсвач. За повишаване на надеждността, в рамките на програмата за модернизация е заменен генераторния прекъсвач с нов тип, който може да прекъсва товарови токове и токове на късо съединение. Работните трансформатори за собствени нужди са присъединени към отклонения между прекъсвача и блочните трансформатори. По този начин потребителите на блока се захранват и при изключен генератор. Връзките между елементите в главната верига на блока и в отклоненията към трансформаторите за собствени нужди са изпълнени със закрити пофазно екранирани токопроводи. В отклоненията не са поставени комутационни апарати, което повишава надеждността.

Схемата на разпределителната уредба на 400kV е секционирана с две работни шинни системи и има автотрансформаторна връзка с разпределителната уредба на 220 kV. Чрез автотрансформаторните връзки между шинните системи на ОРУ 400 kV, ОРУ 220 kV и ОРУ 110 kV има възможност да се изнася електроенергия към районните подстанции без да е необходимо изграждането на нови разпределителни уредби.

1.9.5 Водохимичен режим на АЕЦ

За гарантиране на надеждната и безопасна експлоатация на блоковете и респективно на горивото в активната зона на реактора трябва се спазват определени норми на водо-химичния режим на първи контур при различните режими на експлоатация на блоковете. Тези норми гарантират, че не се променят физико-химичните характеристики на използваните конструкционни материали при производството на горивото и при изработването на ВКУ и другото основно оборудване на първи контур.

Нормите се отнасят за ВХР на I контур на блокове 5 и 6 и определят способа за корекционна обработка на топлоносителя, качествата му, качествата на добавъчната вода, на водата в басейните за отлежаване на горивото, на водата в системите за безопасност и се отнасят за всички режими на нормална експлоатация.

Нормите определят ограниченията по отношение на отклоненията на качествата на топлоносителя от допустимите стойности, а също и общите изисквания към организацията на химическия контрол, към качествата на реагентите, към високотемпературните сорбенти и към йонообменните смоли.

В първи контур, при работа на блока на мощност се прилага слабо-алкален, амонячно-калиев водохимичен режим с борна киселина.

Този режим изпълнява следните експлоатационни функционални изисквания:

- Подтискане на образуването на продукти на радиолизата на водата, имащи окислителни свойства;
- Поддържане на корозионната устойчивост на конструкционните материали на апаратите и тръбопроводите в течение на целия проектен експлоатационен срок на АЕЦ;
- Минимизация на отложенията върху повърхностите на топлоотделящите елементи в активната зона на реактора и върху топлообменните повърхности на парогенераторите;
- Минимизация на натрупването и транспорта на активирани продукти на корозията.

Подтискането на образуването на окислителни продукти на радиолизата се обезпечава чрез поддържане на концентрации на водород в топлоносителя в границите на допустими значения чрез непрекъснато или периодично дозиране на амоняк, при чиято радиолиза се образуват водород и азот.

Намаляването на скоростта на процесите на възникване и нарастване на количеството на отложения върху топлообменните повърхности при работа на мощност, се осигурява чрез поддържане на сумарната молна концентрация на йоните на алкални метали (калий, литий и натрий) в съответствие с оптималната им координирана зависимост от текущата масова концентрация на борна киселина в топлоносителя. Тази зависимост осигурява поддържане на стойност на pH в границите 7.0±0.2 при 280-300°C и осигурява минимална скорост на корозия на конструкционните материали и съответно на масопренос на активирани и неактивирани продукти на корозията в обема на първи контур. Така се постига и запазване на целостта на защитните бариери, осигуряващи неразпространение на радиоактивно излъчване и разумно-достижимо ниско ниво на облъчване на персонала. Попадането на алкалоземни метали, алуминий и силиций в топлоносителя се избягва и чрез компенсиране на загубите на топлоносител с дълбоко обезсолена вода.

Нормите за управление на ВХР предвиждат разделяне на показателите за качество на топлоносителя на нормируеми и диагностични.

Нормируемите показатели са онези, чиито отклонения от нормираните стойности непосредствено влияят на безопасността на реакторната инсталация, на радиационната обстановка и на корозионните повреди на оборудването на първи контур, в т.ч. на топлоотделящите елементи на активната зона. Върху тези показатели може непосредствено да се влияе чрез средствата и методите за управление на ВХР. Нормируемите показатели са:

- Съдържание на хлориди,
- Разтворен кислород,
- Разтворен водород,
- Сумарна молна концентрация на алкални метали.

Диагностичните показатели са онези, които дават допълнителна информация за причините за изменение на нормируемите показатели или за влошаването на водо-химичния режим. Отклонението на диагностичните показатели от контролните стойности дава информация за нарушаване на работата на технологичните системи за поддържане на ВХР и

може да се окаже причина за повреди на топлоотделящите елементи на активната зона. Диагностичните показатели са:

- pH,
- Концентрацията на амоняк,
- Концентрацията на желязо,
- Концентрацията на флуориди,
- Концентрацията на сулфати,
- Концентрацията на нитрати,
- Концентрацията на общ органичен въглерод (ООВ) или на масла и нефтопродукти.

Отклоненията на нормируемите показатели се разделят на нива. За всяко ниво е определено допустимото отклонение на качествата на топлоносителя, а също и максимално-допустимото време за работа на енергийния блок в условията на конкретното отклонение.

1.9.6 Система за съхранение и транспортиране на гориво

Свежото гориво се съхранява във ВСГ на закрито, сухо съхранение, при температура на въздуха ≥+10°C и влажност ≤70%.

Свежите касети във ВСГ-3 се съхраняват в траспортни контейнери за свежо гориво, разположени хоризонтално, а също и в чохли за свежо гориво (с 18 касети всеки) във вертикално положение, заедно с ОР СУЗ както са доставени.

В БОК (системата за прореакторно съхранение) отработилите горивни касети се съхраняват под слой вода, съдържащ разтворена борна киселина като хомогенен поглътител. Стелажите за поставяне на горивните касети във вертикално положение изграждат ефективни фиксирани хетерогенни поглътители, които не променят характеристиките си по време на експлоатацията.

1.9.6.1 Транспортиране на свежо ядрена гориво

Превозът на СЯГ от мястото на доставка до ВСГ се осъществява по предварително утвърдена работна програма. Работната програма съдържа: маршрут на превозването; видовете транспортни средства; начало и планиран край на превозването; отговорни лица за превозването и физическата защита; комуникации между техническия персонал и персонала за физическа защита. Тя също описва изходното състояние във ВСГ, наличието на празни контейнери и редът за извозването им до мястото на доставка; редът за приемане и извозване на контейнери със СЯГ.

Превозването на СЯГ с автомобилен и воден транспорт се осъществява в условията на "изключително ползване". Превозът на СЯГ се осъществява при наличие на утвърдена експлоатационна документация на специализираните транспортни средства, които ще бъдат използвани.

Допуска се превозването на празни контейнери с всякакъв вид транспорт, при условията на обикновен товар.

За изпълнение на всички дейности трябва да е осигурен квалифициран и атестиран персонал, преминал общо и специализирано обучение и проверка на знанията за съответното работно място. Преди изпълнение на конкретна програма или дейност, персоналът преминава извънреден инструктаж за съответната дейност.

Подкритичността на контейнерите и на групите от контейнери се осигурява от конструкцията на контейнерите за транспорт на СЯГ. Тези контейнерите осигуряват подкритичност > 5% дори при потапяне на опаковката във вода без наличие на разтворим поглътител на неутрони.

Контейнерите със СЯГ се подреждат и закрепват в транспортното средство (вагона, авторемаркето или плавателния съд) в хоризонтално положение, по групи в един ред.

Ядрената безопасност е осигурена при ограничен брой опаковки.

- За обогатяване по U235 < 4,21% (профилирано) се допуска транспортиране до 12 бр. транспортни контейнери в група (вагон, авторемарке);
- За обогатяване по U235 до 4,4% се допуска транспортиране до 6 бр. транспортни контейнери в група (вагон, авторемарке).

Разстоянието между групите контейнери на плавателен съд следва да бъде не по малко от 6 m. Гориво с обогатяване 4,4% се разполага в отделни групи от горивото с друго обогатяване.

При превозване на опаковките допустимите условия на околната среда са:

- температура на въздуха от минус 50оС до плюс 38оС;
- относителна влажност до 100%.

Допустимото динамично натоварване на контейнер, запълнен със СЯГ, е не по-високо от 4g за ТК-С5.

1.9.6.1.1 Изисквания при товаро-разтоварни операции със СЯГ

- Товаро-разтоварни работи със СЯГ на открито се извършват само в светлата част на деня.
- За товаро разтоварни операции със СЯГ се използват само изправни подемни средства и товарозахватни приспособления.
- Товаро-разтоварните операции се извършват със средства с товароподемност най-малко 5000 kg.
- Контейнерите се сапанират само на предвидените за целта места в хоризонтално положение
- При товаро-разтоварни операции не се допуска извършването на повече от един работен ход с крана.
- Претоварването на контейнери се разрешава само по пряк способ. Скоростта на придвижване на опаковката трябва да не надвишава 8 m/min като началната (повдигане на височина 0,5 m) и крайната (спускане от височина 0,5 m) скорост е не по-голяма от 1,8 m/min.
- Не се допуска повдигането на ТК над височина, при която разстоянието от дъното на контейнера до разтоварната площадка е 9 m.
- Товаро-разтоварни работи с ТК на открито не се извършват при температури на околната среда под минус 20оС и скорост на вятъра над 5 m/s.
- Не се допуска придвижването на ТК над други опаковки.
- В случай на групово разположение на опаковките при манипулиране и товарене разстоянието на обработваната опаковка от други групи следва да не е по-малко от 6 m.
- Товаренето и разтоварването на контейнерите се извършва внимателно, без удари и тласъци. При товаренето на СЯГ персоналът проверява външния вид, идентификация на номерата на контейнерите, съпроводителната документация, целостта на пломбите на всеки капак на контейнерите и показанието на индикаторите за динамично натоварване на всеки контейнер;
- Не се допуска захващането и повдигането на повече от един контейнер.

Транспортирането на СЯГ се извършва с транспортен контейнер. Вместимостта на транспортния контейнер е две касети СЯГ за ВВЕР-1000. След преоборудване на опаковачните средства транспортният контейнер се използва за транспорт на 6 бр. ОР СУЗ.

Транспортният контейнер не изисква допълнително опаковане и се получава/предава в сглобен вид. Масата на запълнен контейнер е не повече от 3200 kg. Масата на празен контейнер е 1650 kg.

1.9.6.2 Транспортиране на отработило ядрено гориво

Автомобилният транспорт на ТУК-13 с ОЯГ от ВВЕР-1000 се осъществява с автотрейлер "Голдхофер". От ЕБ до ХОГ транспортирането се извършва в контейнер за вътрешнозаводски транспорт ТУК-13/3, а транспортиране на ОЯГ от ЕБ и ХОГ до пристанище "АЕЦ Козлодуй" се

извършва в контейнери ТУК-13/1В.

Контейнерът за ОЯГ представлява дебелостенен цилиндричен съд, херметично затворен с масивен капак.

Херметичността се обезпечава от две прокладки, разположени на капака на контейнера

Основните части на контейнера са изпълнени от ниско въглеродна стомана 09Н2МФБА-А с антикорозионна наплавка.

Капакът, “чохълът” и обвивката на неутронната защита са изработени от корозионно устойчива стомана 08Х18Н10Т или 12Х18Н10Т.

От външната страна на контейнера е установена обвивката на неутронната защита. На корпуса на контейнера има товарни цапфи по 1÷3 ос и осигурителни цапфи.

В долния край на контейнера са разположени кантовачните цапфи. Кантовачните цапфи служат за кантоване и закрепване на контейнера към транспортната платформа.

На вътрешната повърхност на корпуса има установени направляващи шпонки осигуряващи строго фиксираното положение на чохъла в контейнера относно неговите оси. Капакът на контейнера се уплътнява към корпуса посредством 24 шпилки и гайки М64. Три от шпилките, разположени на 120°, са специални. На тях се монтират направляващи конуси за центроване на капака и предпазване на резбата на шпилките при поставяне и снемане на капака на контейнера.

Преди транспортиране на ТУК-13 трасето е проверено и годността му е потвърдена с акт за готовност.

Автомобилният транспорт се извършва само в светлата част на деня със скорост не по-голяма от 40 km/h.Транспортното средство, натоварено с ОЯГ, се движи в конвой, предвождан от автомобил за физическа защита и в съпровождане на автомобил за пожарна и аварийна безопасност.

Транспортирането на ТУК-13 с ОЯГ се извършва с повишено внимание.

Категорично се забранява превозването на взривоопасни материали, запалителни вещества, химически агресивни препарати, съдове под налягане и други такива вещества и материали, които биха могли да бъдат класифицирани като опасни товари в каросерията или кабината на автомобила, превозващ ядрено гориво.

Операциите по дейността се извършват по предварително разработена програма, съгласувана от всички участващи в превоза структурни звена.

Отговорните лица се определят със заповед на Изпълнителния директор. До началото на операциите се извършва подготовка на техническите средства, включваща техническо обслужване, представяне за преглед и актуване.

1.9.7 Работа с радиоактивни отпадъци

В АЕЦ “Козлодуй” се извършват само предварителни етапи от преработване на РАО. Подготвянето на РАО във форма, подходяща за приемане в съоръженията за погребване, се извършва от Специализираното поделение “РАО Козлодуй”, което е част от Държавното предприятие “РАО” и е разположено на площадката на централата.

Дейностите по управлението на РАО се извършват при спазване изискванията и ограниченията, свързани с радиационната защита на персонала и населението и се оптимизират (принцип ALARA) с цел постигане на разумно достижимо намаляване на дозовото натоварване.Основният източник за формиране на РАО са радионуклидите, генерирани в процеса на работа на ядрените реактори.

По своя произход радионуклидите се разделят основно на две групи: продукти на делене и продукти на неутронна активация.

Продуктите на делене представляват сложна смес от радионуклиди на различни

химични елементи, включително и благородни газове, които имат различни физични и химични свойства и различно поведение в горивото и в радиоактивните среди в АЕЦ. Продуктите на активация са две групи:

- Продукти на активация на материали, които са с основен принос при формирането на РАО и са свързани с поведението главно на конструкционните материали (включително и на корозионните им продукти) при неутронно облъчване.
- Продуктите на активация на топлоносителя и неговите примеси. Те са основно краткоживеещи и не са от съществено значение при работа с радиоактивните отпадъци. Изключение от групата правят C-14 и H-3, които се контролират в радиоактивните изхвърляния от АЕЦ, тъй като тези два радионуклида са с основен принос към дозовото натоварване на населението.

Натрупването на продукти на делене и на активация в топлоносителя на първи контур, в корпуса на реактора и вътрешнокорпусните устройства условно могат да бъдат наречени първични замърсявания.

Всички други замърсявания - на оборудване, инструменти, помещения, спецоблекло и други се формират в резултат на миграцията и преразпределение на радионуклидите, протичащи по различни механизми - разтваряне и кристализация, изпарение и кондензация, сорбция, дифузия и химични взаимодействия. Скоростта на процесите и степента им на протичане зависят от физикохимичните свойства на транспортната среда и на граничните повърхности, както и от външните условия (преди всичко от температурата). Тези замърсявания се обозначават като вторични замърсявания. За тях радионуклидите с най - голям принос в общата активност са Co-60, Mn-54, Cs-137, Cs-134, Ag-110m, Ru-106/Rh-106, Sr-90/Y-90.

Първичните замърсявания са обемни замърсявания, защото са разпространени в една или друга степен в целия обем на средата. Вторичните замърсявания могат условно да се разделят на обемни и повърхностни. Типично повърхностни са замърсяванията на металите (когато не става дума за активираните в дълбочина конструктивни елементи), на стъклото, на някои непорьозни полимери, на повърхности със защитни покрития. Повърхностните замърсявания също условно се разделят на фиксирани (неснемаеми) и нефиксирани (снемаеми) замърсявания.

Радиоактивно замърсени обекти, които не могат повече да бъдат използувани съобразно предназначението си и същевременно са замърсени с радионуклиди над регламентираните норми (нива за освобождаване), се класифицират като РАО. В РАО могат да присъстват и делящи се материали и трансуранови елементи.

В АЕЦ ”Козлодуй” се използват и други източници на йонизиращи лъчения за нуждите на контрола на метала, за калибриране на дозиметричната и радиометричната техника, в пожароизвестителните инсталации, за технологични измервания и контрол. След бракуването им те се третират също като радиоактивни отпадъци.

В резултат от последователно реализиране на принципа на защита в дълбочина по пътя на разпространение на радионуклидите се поставя система от бариери. В АЕЦ бариерите, ограничаващи разпространението на радионуклидите са:

- горивната матрица
- обвивката на топлоотделящите елементи
- първи контур
- херметичен обем

Състоянието на всяка от бариерите се контролира по време на експлоатация и се поддържа на обосновано от гледна точка на безопасността ниво.

С цел контрол херметичността на ТОЕ и съдържанието на радионуклиди в топлоносителя се извършва радионуклиден радиационен контрол на първи контур (Глава 11.3.5.1.). По време на работа на реактора радионуклидният контрол на топлоносителя се извършва непрекъснато по (ТР№3995). С цел контрол херметичността на ТОЕ и

съдържанието на радионуклиди в топлоносителя се извършва радионуклиден лабораторен контрол на топлоносителя първи контур. По време на работа на реактора радионуклидният контрол на топлоносителя се извършва непрекъснато. Като реперни се използват радиоизотопите на йода (I-131, I-132,I-133,I-134,I-135). На основание критериите за херметичност на ТОЕ са определени две стойности на сумата от активностите на реперните изотопи (ΣI131-135) – предел за безопасна експлоатация – 1,85E8 Bq/kg и предел за нормална експлоатация 3,70E7 Bq/kg. Активността на радиоизотопите на йода и радионуклидите Cs-134, Cs-137, Cs-138, Na-24 I K-42 се определя посредством гама-спектрометричен анализ на течна проба от първи контур. За определяне на някои по-важни продукти на делене и на корозия като Ru-106, Ba-140, Co-58, Co-60, Mn-54, Cr-51, Ag-110m, Sb-122, Sb-124 се извършва радиохимично изолиране и последващо гама-спектрометриране.”.

Активността на радиоактивните благородни газове се определя след предварителна адсорбция върху активен въглен и последващо гама-спектрометрично измерване на радионуклидите Xe-133, Xe-135, Kr-85m, Kr-87, Kr-88 и Ar-41.

Според агрегатното си състояние радиоактивните отпадъци, които се образуват в процеса на експлоатация на АЕЦ, са газообразни, течни и твърди.

Газообразни радиоактивни отпадъци се получават при следните дейности:

- протечки от първи контур;
- продухване на некондензиралите газове, отделени от технологични среди;
- обработване на отпадни води от технологичния цикъл;
- дезактивиране и ремонт на радиоактивно замърсено оборудване.

Проектната система, предназначена за очистване на радиоактивни благородни газове и йод от технологичните сдувки на 5 и 6 блок е TS20. Системите за вентилация и филтриране са предназначени за отделяне на радиоактивните замърсявания от технологичните газове, постъпващи в оборудването и помещенията като следствие от технологичните процеси. Чрез тези системи се поддържа нормалнарадиационна обстановка, както в помещенията на АЕЦ, така и извън нея и се обезпечават допустимите норми за съдържание на радиоактивни вещества в помещенията от КЗ. Оценка на ефективността на очистване на филтрите се извършва периодично - по график или преди и след конкретни технологични операции на всички смукателни вентилационни системи, на които са монтирани очистващи филтри.

Течни радиоактивни отпадъци са:

- Отпадни води от технологичния цикъл:
- води от дренажи в технологичните помещения;
- води от дезактивация на оборудване и помещения;
- води отделяни при регенерация на филтри;
- води от пробоотборници.

В АЕЦ „Козлодуй” се използват Система за спецканализация, предназначена за събиране на неорганизирани протечки на вода от системите в КЗ, а също и за събиране на водите след извършване на дезактивация на оборудването и помещенията в КЗ и Системи за специално водоочистване. Реализираните проектни решения на системите за третиране на течни отпадъци се изразяват в преработване на течните радиоактивно замърсени среди в съответните системи за спецводоочистка. Принципът на действие на системите е основан на използване на процесите на събиране на отпадните води, утаяване, декантиране, сортиране, химическа корекция, изпарение, кондензация, дегазация, механическа и йонна филтрация.

След преработване и концентриране от системите за специално водоочистване се получава високоактивен концентрат (кубов остатък) и дебалансни води, които, ако активността им е под определени стойности, се освобождават в околната среда.

В съответствие със Система за работа с твърди РАО АЕЦ „Козлодуй” се извършват следните етапи от управлението на твърди РАО преди предаването им в СП”РАО Козлодуй”: събиране, сортиране обработване и временно съхранение. В съответствие с Наредба за безопасност при управление на РАО, отпадъците се преработват, характеризират и сортират в

зависимост от характеристиките, важни за тяхното бъдещо управление. Основната цел при управлението на тези етапи е постигане на съответствие с критериите за приемане на РАО от СП”РАО Козлодуй”, които са одобрени от АЯР.

Дейностите по управление на РАО се извършват на базата на изградени административни структури с определен статут, дефинирани функции и задачи и ясно разпределение на правата, задълженията и отговорностите и на двамата оператори на площадката на АЕЦ ”Козлодуй” – “АЕЦ Козлодуй” ЕАД и ДП ”РАО”.

Експлоатацията на съоръженията се осъществява в съответствие с утвърдени писмени документи – инструкции и процедури. В случай на нарушения в режимите на нормална експлоатация на съоръженията и при проектни и аварии с множествени откази, действията на експлоатационния персонал се регламентират в конкретни аварийни инструкции и аварийни планове.Твърдите РАО са най-разнообразни по произход - могат да бъдат вътрешнокорпусни устройства на реактора (дросели, КНИ, пръти на изгарящите поглътители, захвати на Системата за управление и защита и т.н.), детайли на помпи, тръбопроводи, различна арматура, топлоизолация, замърсени инструменти и контролно-измервателни прибори, филтри от вентилационните системи, почистващ материал, замърсено специално облекло, използвани средства за индивидуална защита, различни строителни отпадъци и др.

1.9.7.1 Превозване на твърди РАО

Транспортирането на високоактивни РАО категория 2-III (КНИ, СВП, кластери) се извършва посредством биозащитни контейнери. Контейнерите са част от проектно оборудване за блокове ВВЭР-1000, предназначено за извличане на канали за измерване на неутронния поток от блок защитни тръби и излезли от строя термодатчици на реакторите. Използваните контейнери са известни от паспортите на реактори ВВЭР-1000 като “бункер за отпадъци”.

Транспортирането на биозащитните контейнери от транспортните коридори до хранилището за РАО за отпадъци категория 2-III се осъществява със специализирано транспортно средство, собственост на СП “РАО” Козлодуй, със подходяща товароносимост и приспособления за обезопасяване на товара от преобръщане или плъзгане от платформата.

Товаренето и разтоварването на контейнерите се извършва с щатната подемна техника в хермозоната на блока и в хранилището на Спецкорпус 3.

Дейностите по съкращаване на обема и транспортиране на високоактивни отпадъци (КНИ, кластери) от 6 блок до ХРАО в СК-3 предварително се планират за съответния ПГР и задължително се извършват по утвърдена Програма, описваща детайлно етапите от транспортно-технологичните операции и необходимите мерки по техническа безопасност и радиационна защита.

В случай на авария с падане и отваряне на контейнер и евентуално разсипване на високоактивни РАО е предвидено задействане на противоаварийния план при повишаване на мощността на дозата от гама-лъчение на площадката над 6μSv/h.

Транспортирането на РАО от ТК- ХОГ до ЦПРАО за преработване се извършва със специализирано транспортно средство (СТС) с контейнери за РАО – 2 (6) m3.

Транспортирането на РАО от М125-СК-3; М117-СК-3 и от траншейно хранилище на площадка “Варово стопанство”до ЦПРАО за преработване се извършва със СТС с контейнери за РАО – 6 (2) m3.

Транспортирането на твърди РАО, опаковани във варели от 200 l, от клетките на ХРАО-СК-3 и от ТК-Разширение СК-3 до ЦПРАО се извършва със специализирано транспортно средство (СТС) с кошници (палети).

Транспортирането на опаковките кондиционирани РАО от ЦПРАО до ССКРАО и до площадките за временно съхраняване на обект “Варово стопанство” се извършва с тежкотоварно бордово СТС. Разтоварването и подреждането на опаковките на определените за тази цел места на откритите площадки се извършва с автокран с товароподемност над 30 т.

Транспортирането на РАО в биозащитни контейнери от ТК-ХОГ, ТК-Разширение -СК-3,

ТК-5ГА101, ТК-6ГА101, ТК-М117-СК-3, Траншейно хранилище “Варово стопанство” до ЦПРАО се извършва със специализирано транспортно средство (СТС) - контейнеровоз. Контейнерите се използват в случаите, че мощността на дозата Pγ на събраните твърди РАО е от 2 до 10 mSv/h.

Транспортирането на РАО с мощност на дозата Pγ над 10 mSv/h се извършва по отделни програми за всеки конкретен случай.

1.9.8 Системи за управление на технологичните процеси

За контрол и управление на системите за нормална експлоатация и на системите за безопасност са предвидени:

- блочен щит за управление (БЩУ);
- резервен щит за управление (РЩУ);
- управляващи системи за нормална експлоатация;
- управляващи системи за безопасност;
- автономни средства за визуализация и съхранение на информацията.

Информационните функции (контрола) се състоят в събиране, обработка на технологичната информация и подаването й към различни функционални системи и на оперативния персонал.

Информацията, важна за безопасността се подава към операторите чрез комплект от дисплеи, които са достъпни от операторските работни станции. Комплектът се състои от:

- Навигационен дисплей от най-високо ниво;
- Един (или повече) управляващи дисплеи обезпечаващи управляващата (-ите) функция (-и) за всяка технологична система;
- Динамичен табличен дисплей за всяка технологична система, който описва входовете и изходите на технологичната система.

Управляващите функции се състоят във формиране на управляващи въздействия върху оборудването на блока.

Спомагателните функции се отнасят до диагностика и периодични изпитания на технологичното оборудване.

Функциите за контрол и управление се реализират със следното оборудване/системи:

- Датчици и измервателни канали (включително оборудване за преобразуване, обработване и подаване на сигналите към автономните средства за визуализация и към системите за контрол и управление)
- Компютърна информационна система;
- Система за вътрешнореакторен контрол;
- Система за контрол на неутронния поток;
- Система за радиационен технологичен контрол.
- Диагностични системи.
- Система за управление на оборудването за нормална експлоатация по първи контур;
- Система за управление на оборудването за нормална експлоатация по втори контур;
- Система за пожароизвестяване и пожарогасене;
- Система за управление на оборудването от системите за безопасност (Управляваща система за безопасност)
- Системи за управление на реактивността и спиране на реактора
- Други системи за контрол и управление

1.9.9 Системи за безопасност

Системите за безопасност са предназначени за изпълнение на основните функции за безопасност:

- Контрол на мощността чрез аварийно спиране на реактора и поддържането му в подкритично състояние при преходни процеси и аварии;
- Аварийно отвеждане на топлината от активната зона;
- Задържане на радиоактивните продукти при аварии в предвидените проектни граници.

Системите за безопасност на блока са построени с отчитане на принципа на защита в дълбочина. Системите за безопасност включват активни и пасивни защитни и локализиращи системи, системи за електро- и водоснабдяване и системи за контрол и управление.

В проекта системите за безопасност са разделени на:

- защитни системи за безопасност;
- локализиращи системи за безопасност;
- осигуряващи системи за безопасност;
- управляващи системи за безопасност.

Активните системи за безопасност са структурирани в три напълно независими канала и имат 3 х 100 % резервираност. Каналите са пространствено и електрически разделени и несвързани помежду си.
Приетият в проекта принцип на съвместяване на функциите за нормална експлоатация и безопасност не намалява степента на безопасност на блока, а позволява да се намали вероятността за неоткрити откази.

1.9.9.1 Защитни системи за безопасност

В проекта на блока са изпълнени защитни системи за безопасност, осигуряващи надеждно аварийно спиране на реактора, разхлаждане на активната зона и поддържането му в подкритично студено състояние във всички експлоатационни състояния и аварийни условия. В проекта на ВВЕР 1000 са изпълнени следните защитни системи за безопасност:

- Система за аварийно въвеждане на борен разтвор в активната зона с високо налягане - TQ4
- Система за аварийно разхлаждане на активната зона високо налягане TQ3
- Система за аварийно разхлаждане на активната зона ниско налягане TQ2
- Пасивна система за аварийно разхлаждане на активната зона - система YT
- Система за защита на първи контур от превишаване на налягането - YP
- Система за аварийно газоотделяне от първи контур – YR
- Системата за аварийна защита е описана в глава 7.
- Система за защита на втори контур от превишаване на налягането – TX*
- Система за аварийно подаване на питателна вода в парогенераторите –TX*

1.9.9.2 Локализиращи системи за безопасност

В проекта на блока са изпълнени локализиращи системи, които осигуряват изпълнението на установените критерии за изхвърляния на радиоактивни вещества в околната среда.

Локализиращите системи за безопасност и техните елементи изпълняват следните функции на безопасност:

- предотвратяват или ограничават разпространението на отделени при аварийни условия радиоактивни вещества в границите на локализирания обем;
- ограничават въздействието на йонизиращите излъчвания;
- понижават налягането в хермозоната при аварийни условия;
- отвеждат топлината от хермозоната при аварийни условия;
- понижават концентрацията на радиоактивни вещества в хермозоната;

В случай на възникване на аварийни условия в реакторно отделение на АЕЦ с потенциално възможно изхвърляне на радиоактивни елементи в обкръжаващата среда, разпространяването им се ограничава чрез бариери, които осигуряват безопасна експлоатация

на АЕЦ в пределите, установени от проекта.

- Първата бариера за безопасност е матрицата на горивото в ТОЕ;
- Втората бариера е обвивката на ТОЕ;
- Третата бариера са стените на оборудването и тръбопроводите на първи контур и спомагателните системи, свързани с него;
- Четвъртата бариера е системата за локализация на авариите.

При нарушение на целостта на първите три бариери за безопасност, продуктите на делене и продуктите получени от активация ще бъдат задържани от системата за локализиране на аварии (СЛА).

За осъществяване на локализиращи функции са монтирани херметична конструкция, системи и средства за контрол на параметрите на средата в херметичния обем, за изолиране на херметичната конструкция и за намаляване концентрацията на радиоактивни вещества на делене, водород и други вещества, които биха могли да се отделят в атмосферата на херметичния обем по време на и след проектни и аварии с множествени откази. За изпълнение на тези функции за безопасност са монтирани следните системи:

- Система за херметично ограждане, СХО;
- Проходки на хермозоната и изолиращи клапани;
- Основен шлюз на хермозоната, включително детайлите;
- Авариен шлюз, включително детайлите;
- Вратата и транспортния коридор;
- Спринклерна система ;
- Система за филтърно понижаване на налягането;
- Система за рекомбиниране на водорода.

1.9.9.3 Управляващи системи за безопасност

Управляващи системи за безопасност са системите, предназначени за задействане на системите за безопасност, осъществяване на техния контрол и управление в процеса на изпълнение на зададените функции.

Управляващите системи за безопасност изпълняват следните функции:

- Автоматично задействат необходимите системи, включително системите за спиране на реактора, за осигуряване спазването на определените проектни предели за очакваните експлоатационни събития;
- Система YZ - Вериги за управление на системите за безопасност
- Система SUZ Системи за въздействие върху мощността на реактора:
- Откриват признаците за постулирани изходни събития и автоматично задействат останалите системи за безопасност за ограничаване последствията от тези аварии в рамките на проектните основи (виж Глава 15).
- Управляващите системи за безопасност имат собствени резервирани датчици и измервателни канали. Към тях се отнася и системата за контрол на неутронния поток;
- При автоматично задействане се блокира възможността за изключване на механизмите от оперативния персонал за 15 минути.
- В проекта е предвидена възможност за ръчно задействане на системите за безопасност от БЩУ и РЩУ.
- Проекта на управляващите системи за безопасност използва принципите на резервиране – системите са резервирани 3 х 100%.

Системата за управление на защитните действия на системите за безопасност (УСБ) е съвкупност от подсистеми за технологичен контрол, дистанционно управление, блокировки и защити, технологична сигнализация и автоматично регулиране, които са предназначени за привеждане в действие на технологичните, защитните, осигуряващите и локализиращите системи за безопасност, контрола и управлението им в процеса на изпълнение на защитните функции.

Комплексът от технически средства на УСБ включва :

- първични измерителни преобразуватели, необходими за формиране на сигнали за задействане на технологични, защитни, локализиращи и осигуряващи устройства;
- средства за индивидуален контрол на параметрите, влияещи на безопасността;
- средства за обработка на сигналите от първичните измерителни преобразуватели, сравнението им със зададената стойност, логическа обработка на дискретните сигнали на защитите и блокировките, а така също средства за дистанционно управление на защитните, осигуряващите и локализиращи устройства.

Съгласно изискванията, описани в раздел 3.2, цялото оборудване, необходимо за контрол и управление на системите за безопасност се определя като управляваща система за безопасност – клас 2 – „У". Оборудването е определено като I категория по сеизмоустойчивост.

Всички технически средства на УСБ са в сеизмично устойчиво изпълнение.

1.9.9.3.1 Списък на управляващите системи за безопасност

- КИП и А за системите за безопасност ;
- Вериги на технологични защити и блокировки по системите за безопасност - YZ;
- Системи за управление и защита на реактора
- Апаратура за контрол на неутронния поток, АКНП
- Вериги на Аварийна защита на реактора, АЗ панели HM HN;
- Система за наблюдение на след аварийно състояние ПАМС;
- Блочен Щит за Управление - панели HY ;
- Резервен Щит за Управление - панели HR;
- Панели за електрозахранване на защитите на реактора, следене и управление, КИП и А панели и УКТС шкафове -III канал HQ;
- КИП и А панели и УКТС шкафове за защита на реактора, II канал HN;
- КИП и А панели и УКТС шкафове за защита на реактора, I канал HM;
- Системи за безопасност - КИП и А панели, управление и УКТС шкафове, I канал HV;
- Системи за безопасност - КИП и А панели, управление и УКТС шкафове, II канал HW;
- Системи за безопасност - КИП и А панели, управление и УКТС шкафове, III канал HX.

1.9.9.4 Осигуряващи системи за безопасност

В проекта на блока са изпълнени осигуряващи системи за безопасност, изпълняващи функциите за снабдяване на системите за безопасност с работна среда и енергия и за създаване на необходимите условия за функционирането им, включително отвеждането на топлината към крайния поглътител на топлина.

Осигуряващите системи за безопасност са следните:

1. Надеждно електрозахранване:

- Система за надеждно електрозахранване на механизмите от системите за безопасност - първа категория – описана в глава 8
- Система за надеждно електрозахранване на механизмите от системите за безопасност - втора категория - описана в глава 8

2. Система QF/VF - Техническо водоснабдяване на системите за безопасност

3. Осигуряващи вентилационни системи.

4. Системи за защита от пожар на помещенията, в които се намира оборудването от системите за безопасност – описани в глава 9 (механична част) и 7 (управляваща част).

1.9.10 Генерален план и компановка на АЕЦ

Генералният план на АЕЦ е разработен в съответствие с актуалния и до днес принцип на модулна компановка на енергоблоковете в една АЕЦ. Максимално близката планировка на зданията и съоръженията в значителна степен допринася за съкращаване на транспортно-пешеходните и технологични връзки, а също така съкращава инженерните комуникации.

Функционално всички обекти на АЕЦ се делят на основни и спомагателни. В състава на основните обекти на блока влизат: Главен корпус - сграда на реактора (реакторно отделение) и сграда на турбината (турбинно отделение).

- СК - 3 и естакади за връзка с реакторните отделения на 5 и 6 блок.
- Електротехнически съоръжения
- Допълнителни дизелгенераторни станции
- Кабелни канали и тунели за връзка между ДГС и Реакторно отделение
- Съоръжения за техническо водоснабдяване и охлаждане на отговорните потребители (бризгални басейни и вкопани тръбопроводи за техническа вода).
- Съоръжения за техническо водоснабдяване и охлаждане на неотговорните потребители (циркулационни помпени станции, студен канал и сливен (топъл канал).

В състава на спомагателните обекти на блока влизат:

- Стопанство за производство на химически обезсолена вода.
- Общ спомагателен корпус.
- Нафтено-маслено стопанство.
- Площадка на газовите ресивери.
- Азотно- кислородна станция
- Административни сгради.
- Естакади и канали за технологичните тръбопроводи

Описание и обосновка на общия план на площадката на АЕЦ "Козлодуй

Описание на компановъчните решения за основните съоръжения на блока

Описанието се отнася само за частта от площадката, върху която са разположени блокове 5 и 6 т.е. за територията на ЕП-2 (АЕЦ III съгласно първоначалния проект) [13].

Ситуационните условия за разположение на АЕЦ са: АЕЦ да има транспортна връзка с населено място и да съществува взаимовръзка между различните обекти на територията на АЕЦ. Тези условия предопределят архитектурно-планировъчното решение на зданията и съоръженията на АЕЦ.

Генералният план на АЕЦ “Козлодуй” е разработен в съответствие с актуалния и до днес принцип на модулна компановка на енергоблоковете в една АЕЦ. Максимално близката планировка на зданията и съоръженията в значителна степен допринася за съкращаване на транспортно-пешеходните и технологични връзки, а също така съкращава инженерните комуникации.

Функционално всички обекти на АЕЦ се делят на основни и спомагателни. В състава на основните обекти на блока влизат:

1 Главен корпус - сграда на реактора (реакторно отделение) и сграда на турбината (турбинно отделение)
2 СК - 3 и естакади за връзка с реакторните отделения на 5 и 6 блок.
3 Електротехнически съоръжения
4 Допълнителни дизелгенератори
5 Кабелни канали и тунели за връзка между ДГС и Реакторно отделение
6 Съоръжения за техническо водоснабдяване и охлаждане на отговорните потребители (бризгални басейни и вкопани тръбопроводи за техническа вода).
7 Съоръжения за техническо водоснабдяване и охлаждане на неотговорните потребители (циркулационни помпени станции, студен канал и сливен (топъл канал).

В състава на спомагателните обекти на блока влизат:

1 Стопанство за производство на химически обезсолена вода.
2 Общ спомагателен корпус.
3 Нафтено-маслено стопанство.
4 Площадка на газовите ресивери.
5 Азотно- кислородна станция
6 Административни сгради.
7 Естакади и канали за технологичните тръбопроводи

Разположението на сградите е показано на Фиг. 1.2-1.

Между площадката на блокове 5 и 6 и останалите блокове на АЕЦ Козлодуй съществуват следните комуникации:

- Общ студен канал за охлаждаща вода за потребителите (за блокове 5 и 6 този канал изпълнява само функции за нормална експлоатация, а системите за безопасност се охлаждат чрез бризгални басейни;
- Общ противопожарен пръстен (има възможност за връзка между пръстените за пожарогасене на площадката). От този пръстен се взема вода за пожарогасене на системите за нормална експлоатация. Пожарогасенето в системите за безопасност се осигурява от отделни резервоари с отделни помпи.
- Тръбопроводи за обмен на пара и вода за собствени нужди между площадката на блокове 5 и 6 и площадката на блокове 1 до 4, разположени по технологична естакада, изградена между двете площадки – съоръжения за нормална експлоатация.
- Естакади за връзка между 5 и 6 блок и връзка със спомагателните обекти. На тези естакади са разположени тръбопроводи и кабели за връзка със стопанството за химически обезсолена вода, нафтено-маслено стопанство, общия спомагателен корпус, както и отоплителната система на площадката.

Класификацията на сградите е Съгласно нормативните документи и тази класификация важни за ядрената безопасност на блоковете са следните обекти:

- Главен корпус (реакторно отделение, определено като първа категория по сеизмоустойчивост, машинна зала и помещенията за електрооборудване, определени като трета категория по сеизмоустойчивост (но с изискване за съхраняване на целостта при максимално разчетно земетресение), вентилационен комин на реакторно отделение, определен като втора категория по сеизмоустойчивост (но с изискване за съхраняване на целостта при максимално разчетно земетресение)
- СК-3 (частта за съхраняване на течни радиоактивни отпадъци) е определена като първа категория по сеизмоустойчивост, а останалата част от сградата като втора категория по сеизмоустойчивост, вентилационен комин на СК-3, определен като втора категория по сеизмоустойчивост
- Естакадите между СК-3 и реакторните отделения на блокове 5 и 6 са втора категория по сеизмоустойчивост
- Бризгални басейни и вкопани тръбопроводи за техническа вода за охлаждане на отговорни потребители – първа категория по сеизмоустойчивост
- Сгради на ДГС - първа категория по сеизмоустойчивост
- Кабелни канали между ДГС и реакторните отделения - първа категория по сеизмоустойчивост
- Циркулационни помпени станции (подземна част) и студен канал на територията на ЕП-2 – първа категория по сеизмоустойчивост поради изисквания за безопасност на блокове 1 - 4.
- Останалите сгради и комуникации са определени като несвързани с ядрената безопасност и са трета категория по сеизмоустойчивост.

В този и останалите раздели на ОАБ са описани само сградите и комуникациите, важни за безопасността. Всички тези сгради са анализирани в рамките на Програмата за

модернизация на блокове 5 и 6, в съответствие с новите изисквания за сеизмоустойчивост.

Разположение на сградите на площадката на АЕЦ Козлодуй

На фиг 1.9.10-1 е показано разположението на сградите на площадката на АЕЦ Козлодуй, включително сградите на 5 и 6 енергоблокове.

Фиг. 1.9.10-1 Разположение на на сградите на площадката на АЕЦ Козлодуй [13]

1.9.11 Вентилационни системи

1.9.11.1 Вентилационни системи, обслужващи хермозоната

Вентилационните системи са предназначени за изпълнение на следните функции:

- Осигуряване на нормални температурни условия на въздуха в помещенията на блока при нормална експлоатация и при всички проектни режими;
- Осигуряване на радиационната безопасност в помещенията на блока и извън него в съответствие с действащите норми;
- Осигуряване на благоприятни условия за персонала на блока, съгласно действащите санитарни норми при всички проектни режими;
- Създаване на нормални условия за персонала при презареждане и ремонтни дейности.

За изпълнение на тези функции са предвидени приточно-изсмукващи вентилационни системи, системи за кондициониране на въздуха, рециркулационни системи за охлаждане и очистване на въздуха и ремонтни системи при извършване на ремонтни дейности.

Вентилационните системи се разделят на следните групи:

- Системи за нормална експлоатация;
- Осигуряващи системите за безопасност, съвместяващи и функции за нормална експлоатация;

Основа при проектирането на вентилационните системи е принципът за разделяне на

помещенията на зона "свободен режим" и зона на "строг режим". Помещенията в зоната строг режим се подразделят на следните три категории:

- необслужвани помещения;
- периодичнообслужвани помещения;
- обслужвани помещения.

Компановката на реакторно отделение е така проектирана (с отчитане на възможността за възникване на аварийни ситуации), че помещенията в зоната за строг режим са разделени на две групи:

- Херметични помещения, пресметнати да работят на надналягане 4 кгс/см^2 (0.4 MPa);
- Херметични помещения, неработещи на надналягане.

В необслужваните херметични помещения, пресметнати да работят на надналягане, в които при работа на оборудването се характеризират с голямо топло и влаго отделяне, висок гама фон и с наличие на радиоактивни газове и аерозоли във въздуха при протечки на топлоносителя от първи контур, отнемането и прочистването на въздуха от аерозолите се извършва във филтри със специална тъкан, а от радиоактивни изотопи на йод – във филтри поглътители.

В тези помещения, строителната конструкция, на които е оразмерена на надналягане от 0.4 MPa, е предвидена специална смукателна вентилация, която създава достатъчно разреждане в херметичните помещения (200 Pa) и по този начин предотвратява разпространението на активния въздух в съседните производствени помещения. Излишната топлина и влага от херметичните помещения се отделят от рециркулационна вентилационна система чрез съответните топлообменници.

Херметичните помещения, неработещи на надналягане се характеризират с незначително количество на излишната топлина и влага, а така също наличие на аерозоли и изотопи на йода в резултат от неголеми протечки от първи контур.

Предназначението на вентилационните системи в тези помещения е, да създават разреждане на въздуха (50 Pa), да отвеждат излишната топлина и влага, да очистват въздуха от аерозолите и от изотопите на йода и да създават нормални санитарно-хигиенни условия за персонала.

Към полуобслужваните и обслужвани помещения се отнасят помещения, в които оперативният персонал може да се намира периодично или постоянно .

За тези помещения са предвидени приточно-смукателни вентилационни системи, които създават нормални санитарно-хигиенни условия за работа.

1.9.12 Дейности свързани с продължаване на срока на експлоатация на 5 блок

Дейностите на „АЕЦ Козлодуй" ЕАД относно продължаване на срока на експлоатация (ПСЕ) на 5 блок са проведени в два основни етапа:

- Комплексно обследване на 5 ЕБ – I етап;
- Изпълнение на Програмата за подготовка на 5 блок за продължаване срока на експлоатация - II етап.

Комплексно обследване на 5 ЕБ – I етап

Комплексно обследване включва:

- Анализ на основните системи, строителни конструкции, хидротехнически съоръжения с цел определяне на основните (критични) компоненти, чиито ресурсни характеристики подлежат на допълнителна задълбочена оценка;
- Определяне на най-важните механизми, влияещи на процесите на стареене и

деградация на основните (критични) компоненти;

- Разработване на специфични процедури и методики за оценка на остатъчния ресурс;
- Оценка на остатъчния ресурс на отделни КСК;
- Обосновка на пакети от препоръки и мерки за осигуряване на ресурса, интегрирани в Програма за подготовка на блоковете за продължаване срока на експлоатация.

Комплексното обследване е извършено в съответствие с „Методологията за провеждане на комплексно обследване и оценка на ресурса на оборудването и съоръженията на блокове 5 и 6 на АЕЦ „Козлодуй”.

След извършените дейности е издаден Обобщен отчет за резултатите от комплексното обследване на фактическото състояние и оценка на остатъчния ресурс на КСК на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй“. В него е представена предварителна оценка на ресурсните характеристики на 5 блок. Също така са определени компонентите, за които е необходимо да бъдат извършени допълнителни дейности за оценка и потвърждаване на остатъчния ресурс по методики и програми, изготвени от специализирани външни организации.

Резултатите от комплексното обследване (анализ на документацията, на историята на експлоатацията, на механизмите на стареене, дефектите и отказите, създадената система за ТОиР, ВХР, визуални огледи) позволяват да се направи извод за това, че техническото състояние на КСК на системите, строителните конструкции, сградите и съоръженията и като цяло на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй” отговарят на изискванията на действащата в АЕЦ „Козлодуй” експлоатационна, проектно-конструкторска и нормативна документация и, отчитайки реализацията на програмата за подготовка на блока за допълнителен срок на експлоатация, съществуват реални предпоставки за удължаване на срока на експлоатация.

В резултат на обследването от I-вия етап е дадена обосновка на пакети от препоръки за осигуряване на ресурса и за поддържане на квалификацията на КСК от СБ и СВБ на 5 блок. На основание дадените препоръки са формулирани конкретните мерки за изпълнение във втория етап от проекта.

На базата на финалният отчет е разработена „Програмата за подготовка на блок № 5 на АЕЦ „Козлодуй” за допълнителен срок на експлоатация”, след чието изпълнение е обоснован срока на експлоатация на енергоблок 5 над определеният по проект. Определени са елементите, за които е необходимо извършването на допълнителни дейности, като обследване, оценка на техническото състояние и обосновка на остатъчния ресурс, прогнозиране на основните механични свойства, термохидравлични разчети и потвърждаване на остатъчния ресурс. В резултат на обследването са дадени препоръки и са формулирани конкретните мерки за изпълнение във втория етап от проекта.

Изпълнение на Програмата за подготовка на 6 блок за продължаване срока на експлоатация (ПСЕ) - II етап

В програмата за подготовка за продължаване срока на експлоатация на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй“, в съответствие с лицензионните изисквания, са планирани мероприятия за реализиране на втория етап от проекта за ПСЕ. Мерките са разпределени в пет области, отчитащи специфичната им насоченост или по функционален принцип:

- Област 1 - Механично оборудване (МО);
- Област 2 - Електрическо оборудване и СКУ (ЕО и СКУ);
- Област 3 - Строителни конструкции (СК) на блок 5/блок 6 и ОСО;
- Област 4 - Мерки, произтичащи от комплексното обследване и оценка на остатъчния ресурс на КСК на блок 5, за срочно и периодично изпълнение;
- Област 5 - Мерки, произтичащи от комплексното обследване и оценка на остатъчния ресурс на КСК на бл. 5, предвидени за следващия лицензионен период.

Основните задачи при изпълнението на дейностите в рамките на ПСЕ са:

- обследване и оценка на техническото състояние на обследваните КСК;
- потвърждаване на съответствието на характеристиките на КСК с проектните показатели;
- извършване на окончателна оценка на остатъчния ресурс и определяне на сроковете на по-нататъшната експлоатация на оборудването и тръбопроводите;
- подготовка на предложения и препоръки за по-нататъшна експлоатация на КСК през ДСЕ на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй“.

Оценката за удължаване на срока на експлоатация на оборудването, тръбопроводите и сградите на блока е изпълнена при стриктно спазване на изискванията на нормативната уредба и съответните стандарти.

Програмите за обследване се разработват за всяка единица оборудване и/или за редица еднотипни единици оборудване. В програмите са определени:

- критерии за оценка на техническото състояние и остатъчния ресурс (описание на повреждащите фактори, доминиращите и потенциалните механизми на стареене, критерии за оценка на техническото състояние, критерии за оценка на ресурсните характеристики);
- списък на КСК за провеждане на контролното обследване на техническото състояние;
- ред за извършване на оценка на техническото състояние (методи за оценка на техническото състояние, методи (начини), обеми и зони на обследване на техническото състояние, процедура за оценка на техническото състояние, обосновка на избора на типови представители оборудване);
- ред за извършване на оценка на остатъчния ресурс (методи за оценка на остатъчния ресурс, разчетни модели, процедура за оценка на ресурсните характеристики и остатъчния ресурс, видове и методи за контролно обследване на техническото състояние).

Оценката на актуалното към момента на провеждане на дейностите по продължаване на срока на експлоатация техническо състояние на оборудването и сградите е изпълнена на базата на:

- Анализ на техническата документация;
- Контролни измервания, включващи:
  - Визуален контрол;
  - Ултразвукова дебелометрия;
  - Измерване на твърдостта на метала.

При провеждане на контрола на еднотипните КСК обследването е изпълнявано за типови представители, избрани от КСК с максимално изчерпване на ресурса и/или експлоатирани в най-тежки условия.

С цел оптимизация на обема на дейностите по контрол са използвани резултатите от експлоатационния контрол, изпълнен от АЕЦ „Козлодуй“.

Контролът на техническото състояние на оборудването е изпълняван от атестирания персонал на АЕЦ „Козлодуй“ и/или персонала на специализирани външни организации, разполагащи с необходимите технически средства, квалифициран персонал и притежаващи разрешения за съответните видове дейности в съответствие с изискванията на действащата нормативна, процедурна и методическа документация, утвърдена от АЕЦ „Козлодуй“.

В процеса на обработване на резултатите от обследването е извършено:

- формиране на крайните информационни карти на техническото състояние на КСК;
- разчети на статичната якост;
- разчети на цикличната якост;
- разчети при сеизмични въздействия;
- други видове разчети (при необходимост в зависимост от резултатите, допълнителния

контрол, определен в разработената Програма за обследване);

- анализ на съответствието на параметрите на установеното техническо състояние, надеждността и ресурсните характеристики на КСК с изискванията на техническата документация;
- разчет на остатъчния ресурс на КСК.

Целта на проверочните якостни пресмятания е да се проверят условията за статичната, цикличната (с отчитане на повреждаемост от всички експлоатационни натоварвания) якост, както и якостта при сеизмични въздействия при паспортните параметри за работа през периода на удължавания срок на експлоатация до 60 години.

Техническото състояние на КСК е оценявано по система от проектни критерии, с които са сравнявани фактическите стойности на определящите параметри за състоянието на материалите на елементите на КСК с отчитане на показанията на всички щатни измервателни системи (при наличието на такива).

За целите на проекта са използвани само верифицирани компютърни кодове, доказали своята целесъобразност в този тип приложения.

За цялостно управление на проекта е изготвен План за управление на проект "Продължаване срока на експлоатация на 5 и 6 блок на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД", в който са включени освен мерки от Област 1,2,3 и мерки, произтичащи от комплексното обследване и оценка на остатъчния ресурс на конструкции, системи и компоненти.

Изпълнените дейности по обследването на определящото ресурса на блока оборудване, тръбопроводи и здания показват, че 5 блок на АЕЦ „Козлодуй” може да се експлоатира безопасно и в съответствие с нормативните изисквания до 2047 г., т.е. може да се дефинират 60 години срок на експлоатация на основните КСК. Окончателните резултати за основното оборудване по първи и втори контур, системите за безопасност и основните строителни конструкции са представени в Таблица 1.9.10 – 1.

Таблица 1.9.10 - 1 Окончателни резултати от програмата за продължаване на срока на експлоатация на 5 блок

№	Система/ оборудване	Технологично обозначение на оборудването	Срока на експлоатация
1	Корпус на реактора	YC	60 години (до 2047)
2	Горен блок на реактора		60 години (до 2047)
3	Капак на реактора		60 години (до 2047)
4	Вътрешно-корпусни устройства на реактора		*48 години (до 2035)
5	Реактор - Елементи на системата за укрепване на корпуса на реактора		60 години (до 2047)
6	Парогенератори	5YB10,20,30, 40W01	60 години (до 2047)
7	Главни циркулационни тръбопроводи	5YA-1, 5YA-2, 5YA-3,5YA-4	60 години (до 2047)
8	Улитка на ГЦП	5YD10D01У,5YD20D01У, 5YD30D01У, 5YD40D01У	60 години (до 2047)
	Арматура	5YD11S02, 5YD21S02, 5YD31S02, 5YD41S02	60 години (до 2047)
9	Компенсатор на налягането	5YP10B01	60 години (до 2047)
10	Барботажен бак	5YP20B01	60 години (до 2047)

№	Система/ оборудване	Технологично обозначение на оборудването	Срока на експлоатация
11	Тръбопроводи на системата	5YP	60 години (до 2047)
12	Арматура		60 години (до 2047)
13	Паропроводи на парогенераторите	5RA/TX	60 години (до 2047)
14	Арматура		60 години (до 2047)
15	Деаератори	5RL21,22B01,02 5RL21,22W01,02	60 години (до 2047)
16	Тръбопроводи	5RL	60 години (до 2047)
17	Арматура		60 години (до 2047)
18	Дизел-генератор двигател 12 ZV40/48	5GV00A01 5GW00A01 5GX00A01	60 години (до 2047)
19	Синхронни генератори	5GV-G; 5GW-G; 5GX-G	60 години (до 2047)
20	Помпи	5TQ14,24,34D01	до 2047 г. (60 години)
21	Арматура		до 2047 г. (60 години)
22	Тръбопроводи	5TQ14,24,34-2	до 2047 г. (60 години)
23	Помпи	5TQ13,23,33D01	60 години (до 2047)
24	Арматура		60 години (до 2047)
25	Тръбопроводи	5TQ-10,11,12	60 години (до 2047)
26	Топлообменници	5TQ10,20,30W01	60 години (до 2047)
27	Арматура		60 години (до 2047)
28	Тръбопроводи	5TQ-4,5,6; 5TQ40-1	60 години (до 2047)
29	Хидроакумулатори САОЗ	5YT11B01 5YT12B01 5YT13B01 5YT14B01	60 години (до 2047)
30	Арматура		60 години (до 2047)
31	Тръбопроводи	5YT11(12,13,14)/1	60 години (до 2047)
32	Помпи	5TX10,20,30D01 5TX40D01	60 години (до 2047)
33	Арматура		60 години

№	Система/ оборудване	Технологично обозначение на оборудването	Срока на експлоатация
			(до 2047)
34	Тръбопроводи	TX11 TX12 TX13	60 години (до 2047)
35	Херметична обвивка		60 години (до 2047)
36	Херметични проходки		60 години (до 2047)
37	Арматури		60 години (до 2047)
38	Помпи	5TQ11,21,31D01	60 години (до 2047)
39	Арматура		60 години (до 2047)
40	Помпи	5QF11D01, 5QF11D02, 5QF21D01, 5QF21D02, 5QF31D01, 5QF31D02	60 години (до 2047)
41	Арматура		60 години (до 2047)
42	Тръбопроводи	QF10 QF20 QF30	60 години (до 2047)
43	Презареждаща машина МПС-В-1000-3М-У4.2	5PL00E01	60 години (до 2047)
44	Мостов кран с кръгово действие 320-160/2x70x43m	5UQ00E01	60 години (до 2047)
45	Помпи	5TK21,22,23D01	60 години (до 2047)
46	Помпи	5TK21,22,23D02	60 години (до 2047)
47	Арматура		60 години (до 2047)
48	Филтри механични високотемпературни	5TC10,20,30,40 N01	60 години (до 2047)
49	Високотемпературен филтър-уловител	5TC10,20,30,40 B01	60 години (до 2047)
50	Тръбопроводи	6TC-1÷4	60 години (до 2047)
51	Арматура		60 години (до 2047)
52	Помпи за разхлаждане на БОК	5TG11D01, 5TG12D01, 5TG13D01	60 години (до 2047)
53	Арматура		60 години (до 2047)
54	Резервоари за вода	5UJ11B01 5UJ12B01 5UJ13B01	60 години (до 2047)

№	Система/ оборудване	Технологично обозначение на оборудването	Срока на експлоатация
55	Противопожарни помпи	5UJ11D01 5UJ12D01 5UJ13D01	60 години (до 2047)
56	Тръбопроводи	5UJ11 5UJ12 5UJ13	60 години (до 2047)
57	Арматура		60 години (до 2047)
58	Резервоари за дизелово гориво – 12m^3	5QC12B01, 5QC22B01, 5QC32B01	60 години (до 2047)
59	Резервоари за дизелово гориво – 100m^3	5QC15B01, 5QC25B01, 5QC35B01	60 години (до 2047)
60	Водоподгревателите на сепаратора за гориво	5QC13W01, 5QC23W01, 5QC33W01	60 години (до 2047)
61	Охладители	5QE13(23,33)W01, 5QE15(25,35)W01	60 години (до 2047)
62	Маслени водоохладители	5QD11W01, 5QD21W01, 5QD31W01	60 години (до 2047)
63	Водо-маслени подгреватели	5QD12W01, 5QD22W01, 5QD32W01	60 години (до 2047)
64	Подгревателите на масло на сепаратора	5QD14W01, 5QD24W01, 5QD34W01	60 години (до 2047)
65	Ресиверите за пусков въздух	5QG11B01, 5QG21B01, 5QG31B01, 5QG11B02, 5QG21B02, 5QG31B02	60 години (до 2047)
66	Реакторно отделение		60 години (до 2047)
67	ДГС и кабелни канали		60 години (до 2047)
68	Бризгални басейни	QF10W02, QF10W01 QF20W01, QF20W02; QF30W01, QF30W02	60 години (до 2047)

* обследване формоизменението на ограничителя

1.10 Кратко описание работата на АЕЦ

АЕЦ – комплекс от технически съоръжения, предназначени за изработване на електрическа енергия чрез използване на енергията, отделяна при контролируема ядрена реакция.

На площадката на АЕЦ Козлодуй в експлоатация са два блока с реактори тип ВВЕР-1000 - хетерогенен водо - воден енергиен реактор, корпусен тип. Функцията на реактора е да произвежда топлинна енергия в състава на ядрената паро-производителна инсталация (ЯППИ) в АЕЦ. Това се реализира чрез организиране и поддържане на контролируема верижна реакция на делене на горивото.

АЕЦ Козлодуй е двуконтурна.

Първи контур е радиоактивен и включва като основно оборудване реактора, компенсатора на обема (налягането) и четирите циркулационни кръга. Разположен е в херметична обвивка (контейнмънт).

Втори контур е нерадиоактивен и включва в себе парогенериращо и водопитателно оборудване, както и един турбогенератор.

1.10.1 Основни процеси протичащи при работа на на АЕЦ:

Циркулацията на вода (топлоносител) в първи контур се осъществява от работата на четири главни циркулационни помпи (ГЦП), като в активната зона, топлоносителя се нагрява за сметка на топлината отделяна при ядреното делене, а в парогенераторите (ПГ) се охлажда, изпарявайки водата по втори контур, след което постъпва отново в активната зона за следващ цикъл на нагряване. По втори контур, в ПГ се генерира наситена пара под налягане, която се подава към парната турбина. Турбината е куплирана на един вал с електрогенератора, привеждайки го по този начин в движение.Отработилата пара кондензира в кондензатора и с помпи се връща отново към ПГ, преминавайки ред регенеративни топлообменници. Топлината отделена в кондензатора се отвежда правоточно към река Дунав.

1.10.2 Принцип на работа на реактора:

Реакторът е основна част от ЯППИ, където топлината, генерирана в ядреното гориво (активната зона), се предава на топлоносителя в първи контур. Топлоносител и забавител в реактора е химически обезсолена вода с разтворена в нея борна киселина, чиято концентрация се променя в процеса на експлоатация.

Реакторът е инсталиран в херметичната зона на реакторното отделение.

Топлината в реактора се получава в резултат на верижната реакция на делене на ядрата на топливото, при захвата на топлинни неутрони. Топлината е предимно резултат от отдадената кинетична енергия на продуктите на деленето. Продуктите на делене са високорадиоактивни, затова горивото се разполага в херметични циркониеви тръбички, всяка една от които образува топлоотделящ елемент (ТОЕ). ТОЕ се обединяват в пакет, образуващ горивна (топлоотделяща) касета (ТОК). Реактора се зарежда със 163 броя ТОК по строго определен алгоритъм и програма, указващи последователността и мястото за всяка ТОК.

Топлинната мощност на реактора се определя от броя на участващите в делението ядра. Техния брой, от своя страна, зависи от нивото на ефективно участващия в деленето неутронен поток установен в реактора. Чрез въздействие на параметрите в активната зона, се постига влияние върху неутронния поток – неговото увеличаване или намаляване. Въздействие се оказва по такъв начин, че в активната зона (АЗ) се променят коефициентите на паразитното поглъщане на топлинни неутрони, което променя баланса на потока в желаната посока. Баланса на неутронния поток от поколение в поколение определя текущата реактивност.

За бързото прекратяване на ядрената верижна реакция е предвидена аварийна защита, сработваща при достигане на някой от параметрите на реактора до значения, които могат да доведат до авария. Най-общо, тези параметри са температура, налягане и разход на топлоносителя, ниво и скорост на нарастването на неутронния поток, сигнали генерирани от

съпоставка на работещото оборудване и текущата мощност на реактора, други сигнали за опасни и недопустими параметри на оборудване и околна среда, застрашаващи нормалната експлоатация – налягане в ХЗ, сигнали от системата за сеизмичен контрол, загуба на електрозахранване, както и сигнали спомагащи за вземане на решение за ръчно задействане на аварийната защита (например отказ на система междинен контур, отказ на система за охлаждане на приводите на СУЗ, загуба контрола на нивото или налягането в ПГ, загуба контрола за температурата или налягането по първи контур, нивото в КО, сигнал от системите за пожароизвестяване и др.).

Аварийната защита на реактора (АЗ) се състои от 61 броя прути поглътители на неутрони, които при въвеждането им в активната зона – аварийно или с работна скорост - водят до заглушаване на реактора.

Управлението на реактивността и защитата (заглушаването на реактора) се осъществява от независими помежду си системи, работещи на различни принципи, като всяка от тях е способна независимо от другата да заглуши реактора.

Първият принцип (реализиран в системата за аварийна защита (АЗ) на реактора) се базира на механично въвеждане на отрицателна/положителна реактивност, посредством въвеждане/извеждане на поглътителни прути в активната зона. Системата позволява бързо, в рамките на секунди, спиране на реактора.

Вторият принцип се базира на осъществяване на водообмен, водещ до промяна концентрацията на разтворения в топлоносителя поглътител на неутроните. Осъществен е както чрез системите за нормална експлоатация, така и чрез системите за безопасност.

За очистването и поддържането на ВХР на топлоносителя в първи контур са реализирани система за байпасно очистване на топлоносителя на I контур, присъединена към всеки циркулационен кръг (ЦК) и система за подпитка/продувка, присъединена към четирите ЦК по линията на подпитката и към втори и трети ЦК по линията на продувката..

За осигуряване на безопасността при нарушаване на нормалната експлоатация са реализирани системи за безопасност.

Защитни системи за безопасност:

- АЗ – аварийна защита на реактора, състояща се от 61 броя прути поглътители на неутрони, удържани над активната зона от електромагнити. При обезточването на електромагнитите, под въздействието на гравитацията прътите падат в активната зона, водейки до заглушаване на реактора.
- Активни системи, базирани на помпи, предназначени за аварийно подаване на борен разтвор (поглътител на неутрони) в активната зона и аварийно разхлаждане на активната зона високо и ниско налягане. Системите са изпълнени триканално, с физическо разделение на каналите като изпълнително оборудване, захранване и управление. Всеки канал може на 100% да осигури надеждно охлаждане на активната зона при всички постулирани изходни събития, включително МПА.
- Система от четири хидроакумулатора с борен разтвор за аварийно охлаждане на активната зона. Системата е пасивна. За изливане на хидроакумулаторите в активната зона се използва само потенциалната енергия на сгъстения азот в тях. Разхлажда активната зона до включване на активната системата за разхлаждане ниско налягане.
- Системи за предпазване от превишаване на налягането по първи и втори контур и аварийно газоотделяне от първи контур.
- Система за аварийно подаване на питателна вода в парогенераторите и система за алтернативна подпитка.

Локализиращи системи за безопасност:

- Херметична железобетонна обвивка (контейнмънт). Системата за херметично ограждане (СХО) е да служи като последна бариера срещу освобождаване в околната среда на продуктите на делене. Общия свободен обем на СХО е приблизително 60 000 m3
- Спринклерна система за сваляне налягането в херметичния обем при скъсване на

високо енергийни тръбопроводи на I-ви контур и II-ри контур в херметичния обем и свързване на радиоактивните изотопи на йода във въздушното пространство в херметичния обем при теч на топлоносителя на I-ви контур.

- Система за филтърно понижаване на налягането - смекчаване на последиците от тежка авария, като предотврати свръхналягане в херметичния обем, ограничаване изхвърлянето на радиоактивни продукти от защитната обвивка на реактора при тежки аварии.
- Система за контрол на концентрацията и аварийно отделяне на водорода за намаляване на концентрацията на водород в хермозоната по време и след авария със загуба на топлоносител (LOCA)
- Система от технологични тапи за предотвратяване на ранен байпас на херметичната обвивка при аварии с изхвърляне на стопилка. Предназначена за предотвратяване на ранни радиационни изхвърляния в състояния на тежка авария при деградация на корпуса на реактора.

Осигуряващи системи за безопасност:

- Система за електрозахранване, осигуряваща постоянно и променливотоково захранване първа и втора категоря.
- Система за техническо водоснабдяване на отговорните потребители - предназначена за отвеждане на топлината от охлажданото оборудване във всички експлоатационни състояния и аварийни условия.
- Системи за вентилация - предназначени за поддържане на радиационната безопасност в помещенията и извън тях, създаване условия за нормална работа на технологичното оборудване, обезпечаване на допустими санитарно-хигиенни норми на въздушната среда за обслужващия персонал.
- системи за пожароизвестяване и пожарогасене, които предотвратяват откази по обща причина в системите за безопасност.

1.10.3 Основни изисквания към режимите на нормална експлоатация (НЕ):

Режимите на експлоатация на блоковете, които са разгледани в ОАБ са дефинирани съгласно “Наредба за осигуряване безопасността на ядрените централи” на АЯР.

В Наредбата са дадени следните определения, свързани с режимите на експлоатация:

•"Състояния на ядрената централа" са експлоатационните състояния и аварийните условия.

•"Експлоатационни състояния" са състоянията на нормална експлоатация и очаквани експлоатационни събития.

•"Аварийни условия" са отклоненията от нормалната експлоатация, по-тежки от очакваните експлоатационни събития, включително аварии със и без стопяване на ядрено гориво.

•"Нормална експлоатация" е експлоатацията на ядрената централа в рамките на експлоатационните предели и условия и включва режими на пускане, експлоатация на мощност, планово и непланово спиране на реакторната инсталация, презареждане на активната зона, техническо обслужване и изпитване на конструкции, системи и компоненти.

•"Очаквано експлоатационно събитие" е отклонение на процеса на експлоатация от нормалната експлоатация, което се очаква да възникне най-малко веднъж в рамките на експлоатационния период на ядрената централа, но поради предвидените в проекта мерки не причинява значителни повреди по КСК, важни за безопасността, или не води до аварийни условия.

•"Постулирано изходно събитие" е единичен отказ в система (компонент), външно събитие или грешка на персонала, определени на етапа на проектиране като способни да доведат до очаквани експлоатационни събития или аварийни условия.

•"Експлоатационни предели" са стойности на параметрите и характеристики на състоянието на системите (компонентите) и на ядрената централа като цяло, определени в

проекта за нормална експлоатация.

•"Експлоатационни условия" са определените в проекта условия относно количеството, характеристиките, състоянието на работоспособност и техническото обслужване на системите (компонентите), необходими за работа без нарушаване на експлоатационните предели.

•"Предели за безопасност" са определените в проекта стойности на параметрите на технологичния процес, отклоненията от които могат да доведат до авария.

•"Предели и условия за експлоатация" е съвкупност от правила, определящи пределите на параметрите, функционалните възможности и начините на поведение на оборудването и персонала, които са утвърдени по определения ред с цел осигуряване на безопасна експлоатация на ядрената централа.

•"Проектни предели" са стойности на параметрите и характеристиките на състоянието на КСК, важни за безопасността и на ЯЦ като цяло, определени в проекта за всички експлоатационни състояния и аварийни условия.

Съгласно “Наредба за осигуряване безопасността на ядрените централи” състоянията, в които може да се намира блока са:

1. Категория 1. Стационарни състояния и преходни процеси при нормална експлоатация:

1.1. Пускане.

1.2. Работа на мощност.

1.3. Поддържане в горещо състояние.

1.4. Спиране до горещо състояние.

1.5. Спиране до студено състояние.

1.6. Презареждане.

1.7. Експлоатация с неработещ циркулационен кръг

1.8. Разгряване и разхлаждане с максимално допустима скорост.

1.9. Стъпаловидно изменение на товара (с 10 %).

1.10. Изменение на натоварването (със скорост 5 % от товара в минута) в диапазон на мощност между 15 и 100 %.

1.11. Понижаване на мощността от 100 % до ниво на собствени нужди с използване на редукционни устройства.

1.12. Допустими гранични състояния съгласно пределите и условията за експлоатация.

2. Категория 2. Очаквани експлоатационни събития.

3. Категория 3. Аварии без стопяване на ядреното гориво.

4. Категория 4. Аварии със стопяване на ядрено гориво.

Състоянията от категория 1 са представени в глава 16

Състоянията от категории 2, 3 и 4 са описани в глава 15 (постулирани изходни събития).

За експлоатационно състояние на блока, се приема такова състояние, при което основните параметри на РУ, конфигурацията на системите и регламентните изискванията за разполагаемост на оборудването могат да се приемат за постоянни. Следователно, експлоатационните състояния определят граничните условия, в рамките, на които не настъпват съществени изменения в основните характеристики на блока.

Тези дефинирани експлоатационни състояния са:

”студено “ състояние;

“горещо” състояние;

реактор на минимално контролируемо ниво на мощност;

работа на енергийно ниво на мощност:

•с пълен брой циркулационни кръгове на РУ;

•с непълен брой циркулационни кръгове на РУ.

спиране за ремонт;

презареждане на гориво.

"Студено" състояние.

"Студеното" състояние на енергоблока се характеризира със следните параметри на РИ:

•реакторът е подкритичен, ОР СУЗ са на ДКИ;

•Минималната подкритичност,постигната с увеличаване на концентрацията на борна киселина е 2% dK/K, без да се отчита действието на потопените ОР на СУЗ;

•разликата между концентрациите на борна киселина в I-ви контур и в КН е под 0,5 g/kg;

•температурата на топлоносителя в I-ви контур е не повече от 70 °С;

•налягане в I-ви контур:при включена към I-ви контур система за аварийно-планово разхлаждане не повече от 1,8 МРа, във всички останали случаи

•не повече от 3,4 МРа;

•работи системата за аварийно-планово разхлаждане за отвеждане на остатъчното топлоотделяне от горивните касети;

•първи контур е уплътнен.

"Горещо" състояние.

„Горещото” състояние на енергоблока се характеризира със следните параметри на РИ:

•реакторът е подкритичен, концентрацията на борна киселина в топлоносителя на I-ви контур трябва да осигурява подкритичност не по-малка от 1% dK/K без да се отчита действието на потопените ОР на СУЗ,

•всички ОР СУЗ са на ДКИ;

•температурата на топлоносителя на I-ви контур е над 260 °С ;

•налягането в I-ви контур е 15,7±0,2 МРа;

•КО е с парна възглавница;

•ниво в КО е 6100±150 мм;

•налягането в ПГ 6,27±0,2 МРа;

•ниво в парогенератора ±50 мм от номиналното определено за конкретния ПГ.

Състояние “ реактор на минимално контролируемо ниво на мощност”

Състояние на РУ, при което:

•неутронната мощност на реактора е в предели (10Е-7÷1,0)% Nном;

•концентрацията на борна киселина в I-ви контур е текуща, съответстваща на критическото състояние;

•температурата на топлоносителя на I-ви контур е 260÷280°С ;

•налягането в I-ви контур е 15,7±0,2 MPa;

•ниво в КО е 6100±150 мм;

•налягането в ПГ 6,27±0,2 MPa;

•ниво в парогенератора ± 50мм от номиналното определено за конкретния ПГ;

•в работа не по-малко от две ГЦП.

Състояние “ работа на енергийно ниво на мощност”

Състояние на РУ, при което:

•неутронната мощност на реактора е в граници (1÷100)%Nном;

•концентрацията на борна киселина I-ви контур е текуща, съответстваща на критическото състояние;

•температура на топлоносителя в I-ви контур: “студени” кръгове до 291°C, “горещи” кръгове до 322°C

•налягането в I-ви контур е 15,7±0,2 MPa;

•ниво в КО е (6100÷8770)±150мм;

•налягането в ПГ 6,27±0,2 MPa;

•ниво в парогенератора ± 50мм от номиналното определено за конкретния ПГ;

•в работа не по-малко от две ГЦП.

Спиране за ремонт

Състоянието "Спиране за ремонт" на енергоблока се характеризира със следните параметри на РИ:

•реакторът е подкритичен, ОР СУЗ са на ДКИ;

•концентрацията на борна киселина в I-ви контур е не по-ниска от 16 g/kg;

•температурата на топлоносителя на I-ви контур е под 70 °C ;

•налягането в I-ви контур е равно на атмосферното;

•разлика между концентрациите на борна киселина в I-ви контур и в КН е под 0,5g/kg;

•температурата в КН е под 70 °C ;

•нивото в КН съответства на белега за нивото в реактора;

•нивото в реактора е на 200÷300 mm под главния разьом или е понижено за извършване на ремонтни работи, но е не по-ниско нивото на оста на “студени” колектори на реактора при наличие на гориво в реактора;

•първи контур е разуплътнен.

Презареждане на гориво

Състоянието на енергоблока при презареждане на горивото се характеризира със следните параметри на РИ:

•активната зона е подкритична;

•реактора е разуплътнен;

•в работа е системата за аварийно и планово разхлаждане на I-ви контур за отвеждане на остатъчното топлоотделяне от ТВС в реактора;

•парогенераторите могат да бъдат дренирани по втори контур;

•концентрацията на борна киселина в I-ви контур и в басейна за презареждане и басейна за отлежаване е не по-ниска от 16 g/kg;

•температурата на топлоносителя на I-ви контур на изхода от активната зона е под 70°C, като в басейна за отлежаване при провеждане на дейностите по презареждане на горивото се поддържа температура под 50 °C;

•Демонтиран шандор между 5УС00В01 и 5TG21B03;

•БП и БОК са напълнени до ниво +35,700 м.

За всички режими на работа в проекта са определени:

•допустим брой режими;

•допустим брой цикли;

•допустими параметри.

Спазването на тези цикли гарантира безопасността на блока за проектното време на експлоатация.

Строгото спазване на разработените в ОАБ изисквания към режимите на НЕ осигуряват постигането на целите на нивата на защита от концепцията за дълбоко ешалонирана защита (НОБЯЦ).

В процеса на нормална експлоатация, реакторната инсталация преминава през режими, съществено отличаващи се един от друг, по отношение на допустимите работни технологични параметри, работещото, разполагаемото и изведеното в ремонт оборудване, необходимите технологични и организационни мерки за безопасност, както и с различни условия за спазването на радиационната и ядрената безопасност.

1.10.4 Изисквания към режимите за НЕ, групирани в следните състояния:

Пуск, работа на стационарна мощност, спиране, презареждане и ремонт в съответствие с [15]. От своя страна те могат да бъдат разделени на отделни етапи.

1.10.4.1 Пуск

Подготовка за пускане, основни изисквания:

Завършени са ремонтните работи по оборудването от първи контур и операциите по презареждане на горивото. Готовността за пускане на блока е удостоверена чрез запис в Дневника за готовност на съоръженията на БЩУ

Преди пускане на блока се проверява работоспособността на оборудването и основните технологични системи, необходими за пускането и нормалната работа на блока.Реакторът е уплътнен. Подкритичността му е осигурена чрез запълване с разтвор на борна киселина с концентрация не по-ниска от стоянъчната. Качествата на разтвора са в съответствие с изискванията за ВХР. Състоянието на I контур - T1= 20÷ 60°C, P1 = 5 kgf/cm2.

Комплектите на апаратурата за АСП, всички защити и блокировки, измервателните канали и сигнализацията са работоспособни и въведени в работа. Системите за дозиметричен и радиационен контрол са в работа по проектна схема.

Работоспособни са всички канали на системите за безопасност. Настроени и изпробвани са предпазните клапани по оборудването. Проверена е изправността на арматурата и управлението й от БЩУ и РЩУ. Транспортните шлюзове (кота 13,20 m и кота 0.0 m) и основния шлюз (кота 36 m) са затворени и са снети елекросхемите за управление на приводите им. В работа са блокировките за отваряне (затваряне) на шлюзовете. Касетните отсеци на БОК (дори и при отсъствие на касети) са запълнени до нивото на преливниците (кота 28,8 m) с разтвор на борна киселина с концентрация, не по-ниска от стоянъчната и качества съгласно изискванията за ВХР.

В работа е един канал от системата TQ2 в режим на разхлаждане, а останалите два са в резерв. TQ11,21,31D01, TQ13,23,33D01, TQ14,24,34D01, TX10,20,30D01 са със снети електросхеми. В работа е един канал на система TS20 по проектна схема. Работоспособни са всички БЗОК, БРУ–А, ПК на ПГ и КО. Нивото и химическите показатели на разтвора в YT11-14B01 са съгласно раздела за експлоатационните предели, YT11-14S01,02 са затворени и със

снети електросхеми за управление, ПК на резервоарите са работоспособни. Системата за аварийно газоотделяне е работоспособна.

Дозапълване на първи контур, основни изисквания:

Първи контур се дозапълва с подпитъчни помпи с разтвор, чиято температура се различава от Т1 с по-малко от 30 °С. Концентрацията на борна киселина на разтвора за запълване трябва да бъде не по-ниска от стоянъчната за съответната кампания. Запълването се извършва с такъв разход, че да се обезпечи нормално обезвъздушаване на оборудването и тръбопроводите от първи контур.

След завършване на запълването на първи контур се изолират тръбопроводите за ниско налягане на спомагателните системи на РУ от тръбопроводите за високо налягане с помощта на граничната арматура на тези системи.

Паралелно със запълването на първи контур, след повишаване на налягането на топлоносителя над 5 kgf/cm^2 се извършва запълване на парогенераторите по втори контур (до ниво 3750-3800 mm). Не се допуска повишаване на налягането в парогенераторите по втори контур над атмосферното.

При монтирани датчици ДПЛ, отвеждането на въздуха от първи контур се извършва през линията за обезвъздушаване на капака на горния блок. При свалени ДПЛ на приводите на ОР СУЗ, реактора се запълва до ниво 200 - 300 mm под горния ръб на заглушките на фланците на приводите (кота 31m; ниво в КН=900 см). По-нататъшно запълване на първи контур се извършва само след уплътняване на всички разьоми на горния блок на реактора. При достигане на нивото на главните разьоми на ГЦП, трябва се подаде вода за уплътнение на валовете им.

Газовъздушната смес от първи контур се отвежда чрез въздушниците на оборудването на първи контур.

Хидравлични изпитания, основни изисквания:

Повишаване на налягането в първи контур за ХИ може да започне след проверка на надеждното изолиране на тръбопроводите за ниско налягане.

Температурата на метала на корпуса на реактора, парогенераторите, компенсатора на налягане и тръбопроводите от I контур при хидроизпитания е в зависимост от срока на експлоатация.

Повишаване на налягането в първи контур до 180 kgf/cm^2 (за ХИ на плътност) се извършва с помпите от системата за подпитка/продувка. Времето за оглед при налягане 180 kgf/cm^2 е до 4 часа.

Повишаване на налягането в първи контур за хидравлично изпитание на якост при P1=250 kgf/cm^2 се извършва с помощта на помпа UE10D01.

Проверка на плътността на оборудването се извършва при стабилизирани параметри в първи контур и налягане 5, 32, 100, 160, 180 kgf/cm^2. При поява на неплътност на кой да е етап от хидроизпитанията, те се спират, РУ се разхлажда до Т1< 70°С и налягането се понижава до атмосферно за отстраняване на дефекта . След отстраняването му изпитанието се повтаря.

След обезвъздушаване топлоносителят се разгрява до температура за хидроизпитание, като се включват последователно три ГЦП. При повишаване на температурата в I контур до 120°С ГЦП се изключват, снемат се електросхемите им и се включват в работа спомагателните циркулационни помпи.

При достигане на налягане 160 kgf/cm^2 се заклинват ИПУ на КН при извършване на ХИ на налягане в I контур – P = 200 / 250 kgf/cm^2. При повишаване на налягането във I контур до 180 kgf/cm^2 се отсича уплътняващата вода на вход и изход на ГЦП и се изключват помпите за автономен контур.

След успешни ХИ на I контур при P1=160 kgf/cm^2 и Т1=Тхи се извършва пробно пускане на механизмите от СБ по I програма на АСП.

След успешни хидравлични изпитания на плътност или якост налягането в първи контур се понижава до 160 kgf/cm2 като се възстановява схемата за уплътняваща вода за ГЦП и се отклинват и въвеждат в работно положение ИПУ на КН.

Налягането в първи контур се понижава до 130 kgf/cm^2 за извършване на хидравлични изпитания на парогенераторите по втори контур. При поява на неплътности по време на изпитанието на ПГ, налягането се понижава до атмосферно, неплътностите се отстраняват и изпитанието се повтаря.

Резултатите от хидравличните изпитания на оборудването се оформят в акт и се отразяват в паспортите на отделните съоръжения.

Разгряване от студено състояние, основни изисквания:

Работоспособна е системата за динамично укрепване на тръбопроводите и оборудването - хидроамортисьори, пулт за управление и контрол, сигнализация. В процеса на разгряване се осъществява дистанционен контрол за преместването на тръбопроводите и оборудването от първи контур по показанията на щоковете на хидроамортисьорите. Преди повишаване на температурата в I контур над 70°C трябва да са работоспособни всички канали на системата за ЗСО.

Разгряването на топлоносителя и оборудването на първи контур е за сметка на работата на ГЦП, електронагревателите на компенсатора на налягането и остатъчното енергоотделяне. Скоростта на разгряване е 20°C/h. Преди включването на ГЦП се осигурява азотна възглавница в КН при ниво 11600 mm и налягане 20 kgf/cm2. При температура на водата в 6YP10B01 = 210 ÷ 220 °C, азотната възглавница се заменя с парна. След преминаване на парна възгравница в компенсатора на обема, нивото в него се понижава до 6100 mm. Четвъртата ГЦП се включва при температура в първи контур над 200 °C.

В процеса на разгряване на I контур се калибрират датчиците за температурен контрол (ТК) на СВРК, след което системата се въвежда в работа в пълен обем

При достигане на температурата на топлоносителя до 130°C се подава захранване на механизмите от следните системи за безопасност:TQ1, TQ3, TQ4, TX.

Нивото в парогенераторите по II контур при разгряване е 3750 mm. Понижаване на нивото до номиналното се разрешава след достигане на температура на питателната вода в ПГ до 100 ÷ 120 °C (при кипене в ПГ).

При разгряване и разхлаждане на I контур запаса до кипене на топлоносителя на изхода на горивните касети не трябва да е по-малко от 15 °C.

Крайно състояние на реакторната установка в горещо състояние:

- налягане 160 kgf/cm2;
- температура над 260 °C.

Извеждане на реактора в критично състояние, основни изисквания:

Извеждането на реакторната установка на МКН след ремонт и презареждане се извършва по програма.

Преди извеждане на реактора на МКН, системата СКНП да е работоспособна в пълен обем.

Забранява се извършване на операции по извеждане на реактора в критично състояние при отказ на канал от системите за безопасност или неизправност на някой от елементите за защита на първи или втори контур от повишаване на налягането в тях.

Забранява се едновременно въвеждане на положителна реактивност по повече от един начин или въвеждане на положителна реактивност със скорост над допустимата. По време на процеса на извеждането на реактора в критично състояние се забранява извършването на всякакви операции, които могат да доведат до непланирано внасяне на положителна реактивност. Ако при извеждане на реактора на МКН се създадат предпоставки за нарушаване на изискванията за безопасност или пределите и условията за безопасна експлоатация, реакторът трябва да се приведе в подкритично състояние.

Забранява се достигане на критично състояние при температура на топлоносителя по-ниска от T1min и положение на управляващите групи по-високо от допустимото. T1min (260 < T1min < 280 °C) и положението на управляващите групи се определя от неутронно-физичните пресмятания при условие за отрицателност на ТКР

Извеждането на реактора на МКН чрез изваждане на ОР на СУЗ се забранява.

Подготовката за извеждане на реактора в критично състояние започва с изваждане на ОР на СУЗ от активната зона при стационарно състояние (стабилизирани параметри: P=160 kgf/cm2; T >260 °C; стоянъчна концентрация на борна киселина). Групите ОР на СУЗ се изваждат от активната зона последователно, по реда на нарастване на номера им, със стъпка от 35 cm (подаване на управляващ импулс за не повече от 18 s). Ако при изваждане на ОР на СУЗ, периодът на увеличаване на неутронната мощност по показанията на един от каналите на АКНП е по-малък от 60s, изваждането на групата се прекратява. То може да продължи, ако показанията на АКНП по период са "безкрайност". Забранява се едновременно извършване на операции по изваждане на ОР на СУЗ от активната зона на реактора и понижаване концентрацията на борна киселина в топлоносителя. При изваждане на ОР на СУЗ от активната зона на реактора се забранява изменение на налягането и температурата на топлоносителя в първи и втори контур.

Извеждането на реактора на МКН се извършва чрез намаляване на концентрацията на борна киселина при извадени ОР СУЗ от групите за АЗ до крайно горно положение и положение на регулиращата група в работния диапазон. Реакторът се извежда на МКН на мощност чрез понижаване на концентрацията на борна киселина (водообмен) с помощта на система подпитка-продувка на първи контур. Разходът на ХОВ за изменение концентрацията на борна киселина в топлоносителя в диапазона от стоянъчната до 11 g/kg не трябва да превишава 40 m3/h. В диапазона от 11 g/kg до концентрацията, определяща началото на пусковия диапазон не трябва да превишава 20 m3/h. В пусковия интервал на концентрацията (очакваната критична концентрация + 1 g/kg) не трябва да превишава 10 m3/h.

В пусковия интервал проби за контрол на концентрацията на борна киселина се вземат през 15 min. Те са допълнение към непрекъснатия контрол. При водообмен за достигане на МКН на мощност се забранява извършване на операции, които могат да доведат до изменение в условията за охлаждане на активната зона, първи контур и скоростта на въвеждане на положителна реактивност.

При достигане на МКН на мощност на реактора след презареждане на горивото, трябва да се определи знака и големината на температурния коефициент на реактивност (ТКР) и знака на барометричния коефициент на реактивност (БКР). Ако ТКР е положителен, реакторът трябва да се приведе в подкритично състояние.

След извеждането на реактора на МКН на мощност трябва се провери зацепването на ОР на СУЗ с приводите им. Проверката за зацепване се извършва чрез спускане на ОР на СУЗ надолу. Наличието на зацепване се определя по изменението на реактивността или неутронния поток.

Повишаване на мощността на блока, основни изисквания:

Извеждането на реактора на мощност над МКН се разрешава след обезпечаване на отрицателен температурен коефициент на реактивност. Повишаване на мощността се извършва съгласно изискванията за допустима скорост на натоварване. Уставките за защита на реактора от повишаване на неутронната мощност и за ограничение на турбогенератора по електрическа мощност се поставят преди всеки етап на усвояване на мощността и се превключват своевременно преди следващия етап. Параметрите на реакторната инсталация са номинални и се поддържат от автоматичните регулатори в допустимите експлоатационни граници. Мощността на блока се поддържа и изменя посредством АРМ на реактора, работещ съвместно с ЕХСР на турбината. Режимите на съвместна работа на АРМ и ЕХСР се съгласуват автоматично. Оборудването и системите, средствата за контрол и управление на технологичните процеси, обезпечаващи нормалната работа на реакторната инсталация са включени по щатна схема.

Регулиращата група на СУЗ през цялото време се намира в положение, осигуряващо оптимално поле на енергоотделяне, необходимата ефективност на аварийната защита и отрицателен ТКР. В работа са най-малко две ГЦП, на кръговете с работещи ГЦП са включени в работа филтрите за байпасно очистване на водата от първи контур. БЗОК на всички паропроводи са отворени.

При мощност на реактора в диапазона 5 ÷ 7 % Nном. се извършва предварителна тарировка на АКНП по резултатите от пресмятанията за топлинна мощност, направени на базата на стойностите на топлотехническите параметри.

При мощност на реактора 7÷ 12 %Nном. трябва да се провери последователно работоспособността на двата комплекта АРМ в различните режими на регулиране.

Питателната вода за парогенераторите се подава чрез спомагателните питателни помпи до мощност на реактора 5 %Nном. Преди повишаване на мощността над това ниво се включват турбопитателните помпи. Подава се пара за собствени нужди на блока чрез БРУ-СН. Включени са системите за регенерация ниско и високо налягане на турбината. Преди пускане на турбината, топлинната мощност на реактора трябва да се повиши до 40%Nном при работа на БРУ-К. При достигане на мощност на реактора 40 %Nном турбогенераторът се включва в паралел с ЕС.

След презареждане се проверява разпределението на мощността при работа на реактора на мощност повече от 75%Nном за потвърждаване на правилното поставяне на горивните касети в активната зона. Разпределението на мощността трябва да се отрази в НФХ.

При достигане на мощност на реактора над 75 %Nном се контролира въвеждането на УРБ. При достигане на мощност на реактора над 100 %Nном се контролира въвеждането на защита УРБ по изключване на една от четири работещи ГЦП.

1.10.4.2 Работа на стационарна мощност

Въведени са в работа по проектни схеми всички технологични системи, обезпечаващи нормалната работа на блока. Въведени са и функционират в пълен обем всички средства за измерване и регулиране, информационни и управляващи системи, с помощта на които се осъществява контрола за експлоатацията на оборудването. Въведени са в пълен обем средствата за защита на оборудването, технологичните системи и за аварийна защита на реактора.

При работа на блока на стационарно ниво на мощност, както и във всички експлоатационни режими трябва да се контролират и спазват проектните предели и условия за нормална и безопасна експлоатация. При отклонение на параметрите над експлоатационните предели, трябва да се предприемат действия за стабилизирането им и привеждането им в нормираните стойности с цел се избегне достигане на пределите за безопасна експлоатация. Цялото резервно оборудване на блока се поддържа в готовност за работа.

Съвместната работа на АРМ на реактора и ЕХСР на турбината обезпечават работата на блока на зададено ниво на мощност. При изменение на мощността на реактора своевременно се превключват уставките на защитите по превишаване на мощността. Чрез системата за подпитка/продувка се поддържа непрекъснат водообмен на топлоносителя в първи контур, което позволява промяна на концентрацията на борна киселина за компенсация изгарянето на горивото и поддържането на необходимия водохимичен режим в първи контур.

Системите за безопасност са в състояние на готовност за работа. При установяване на дефект в канал от СБ, в рамките на **не повече от един час** да се предприемат действия за отстраняване на дефекта. Ако за указаното време (1 час), установеният дефект не може да бъде отстранен, да се приеме, че е възникнал отказ на канала от СБ и в рамките на **следващия един час** да се потвърди работоспособността на другите два канала от СБ.

Следи се експлоатационния ресурс на оборудването. Оперативният персонал следи състоянието на оборудването - периодични обходи и огледи, техническо обслужване на оборудването в обем и с периодичност съгласно графици, периодични проверки на

работоспособността на оборудването в резерв. При необходимост от извеждане от работа на оборудване, свързано с понижаване на мощността на блока или спирането му, операциите се съгласуват с диспечерското управление, по установения за това ред. Операциите по промяна на мощността на блока се извършват при спазване на всички експлоатационни ограничения и изисквания за допустими скорости на изменение на параметрите на блока. При планово изключване на оборудване, предварително мощността на блока се понижава съответно до:

- за една ГЦП - до 60%Nном;
- за една ТПП - до 50%Nном
- за ТГ - до 40%Nном.;
- за две ГЦП (съседни или срещуположни) - до 41.6%Nном

Преди включване на една ГЦП към две работещи ГЦП мощността на реактора трябва да бъде снижена до 20%Nном.

Преди включване на една ГЦП към три работещи ГЦП мощността на реактора трябва да бъде снижена до 30%Nном. След включване на ГЦП и стабилизиране на параметрите на блока мощността реактора може да се повиши до стойност, отговаряща на новия брой работещи ГЦП.

За топлоносителя на първи контур се поддържа амонячно-калиев воден режим. Във всички разтвори, които се въвеждат в първи контур при работа на реакторната установка без предварителна деаерация, трябва да се добавя хидразин-хидрат до достигане на концентрация, надвишаваща двукратно концентрацията на кислород в I контур.

Осъществява се постоянен радиационен контрол. Наличието на пропуски от I контур към II контур се контролира чрез автоматизираната система “XS” (СКП-N16) за контрол на протечките.

Режимът на постоянна и периодична продувка на ПГ е в съответствие с изискванията на ВХР, на базата на резултатите от химичните анализи.

Изключването на ПВН по пара се извършва така, че скоростта на изменение на температурата на питателната вода след ПВН да не превишава допустимата стойност - 55°C/h.

Забранява се прекъсването на действието на аварийните и предупредителните защити. След задействане на аварийната защита на реактора незабавно трябва се въведе борна киселина в топлоносителя на първи контур до достигане на необходимата концентрация.

При промени на мощността или промяна в положението на работната група на ОР на СУЗ, водещи до ксенонови колебания и промяна на аксиалното разпределение на енергоотделянето (АРЕ), е необходима намеса за потискане на ксеноновите колебания и ограничаване на неравномерността на енергоотделянето. Управлението на АРЕ се осъществява с работната група и групата за управление на АРЕ състояща се от 4 ОР на СУЗ. Допустимата дълбочина на потапяне на групите е в зависимост от мощността на реактора. Критичността на реактора се поддържа чрез групите ОР на СУЗ и водообмен (промяна в концентрацията на борната киселина в топлоносителя).

Работа на мощностен ефект, основни изисквания:

При работа на мощностен ефект остават в сила всички ограничения за работа на РУ на съответната мощност.

При работа на мощностен ефект за компенсиране на изгарянето работната група ОР СУЗ не трябва се изважда от активната зона повече от 5 % за денонощие.

При работа на блока на мощностен ефект се разрешава понижение на топлинната мощност на реактора до 70% от номиналната мощност на блока. След всяко изменение на мощността се коригира уставката за сработване на аварийната защита по неутронна мощност.

При сработване на аварийната защита, концентрацията на борна киселина се привежда в съответствие с минимално допустимата концентрация за края на кампанията.

1.10.4.3 Спиране

Планово спиране на блока, основни изисквания:

В процеса на разтоварване на блока се контролират постоянно основните параметри, като не се допуска изменението им извън допустимите граници.

Намаляването на мощността на блока се извършва посредством КИУС “Ovation”, като се изменя заданието за мощност на турбогенератора от пулта на EXCP при работа на АРМ в режим на поддържане на налягането във II контур.

Скоростта на понижаване на мощността на реактора и ТГ не трябва да превишава 3% N ном/мин. При понижаване мощността на блока се контролира изменението на разпределението на полето на енергоотделяне по височина на касетите, температурите на изход от ТОК.

При планово спиране на блока се извършва консервация на оборудването по втори контур чрез:

- въвеждане в питателната вода на амоняк, етаноламин и хидразин 24-48 часа преди спиране на блока;
- въвеждане на хидразин-хидрат в питателната вода едно денонощие преди спиране на блока;
- или консервация с ОДА 7 денонощия преди спиране на блока .

Мощността на реактора се понижава в съответствие с мощността на ТГ чрез въвеждане на борна киселина в топлоносителя на първи контур и поддържане на регулиращата група в препоръчителния диапазон. След изключване на ТГ от мрежата мощността на реактора се понижава при спазване на допустимите скорости до достигане на горещо състояние на реакторната установка. При достигане на стоянъчна концентрация на борна киселина в топлоносителя на първи контур се спускат последователно до долен краен изключвател всички групи ОР на СУЗ, започвайки от групата с най-голям номер. След достигане на стоянъчна концентрация на борна киселина в топлоносителя се изпълняват мероприятията за непопадане на чист кондензат в първи контур.

Планово разхлаждане на блока

Разхлаждане на реакторната инсталация може да започне след изпълнение на условията:

- съдържанието на борна киселина в I контур е стоянъчна;
- всички ОР на СУЗ са потопени в активната зона на реактора.

Преди започване на разхлаждане на първи контур се отваря арматурата на системата за аварийно газоотделяне от колекторите на ПГ и капака на реактора. Тя остава отворена през целия процес на разхлаждане на реактора.

Паралелно с разхлаждането на реактора се извършва разхлаждане и на турбината. Разхлаждането на реактора се извършва при спазване на експлоатационните ограничения и допустимите значения на параметрите на оборудването и технологичните системи. Подкритичността на реактора се контролира непрекъснато чрез АКНП и АКР.

Преди започване на разхлаждане, парогенераторите се запълват до максимално ниво 3750-3800 mm, което се поддържа през целия процес на разхлаждането. ПГ се подпитават от деааераторите чрез спомагателни питателни помпи, като температурата на питателната вода трябва равномерно да се понижи от 164 до 40°C. Разликата между температурата на питателната вода и температурата на корпуса на парогенераторите по долната образуваща не трябва да превишава 120°C. Понижаване на нивото в ПГ до номиналното се разрешава след разхлаждане на I и II контури до проектните предели (<110°C).

В процеса на разхлаждане трябва да се осигури минимално възможна температурна разлика на щуцерите на тръбопроводите от системата за подпитаване на първи контур. Скоростта на планово разхлаждане на реакторната инсталация не трябва да превишава 20°C/h. Включва се регулаторът за разхлаждане на компенсатора, който поддържа температурна разлика между топлоносителя в компенсатора и първи контур 55°C. Разликата

между температурите на горната и долната част на корпуса на компенсатора на обема не трябва да превишава 85°C, а при температурна разлика повече от 80°C не се разрешава повишаване на нивото в КН. След достигане на налягане над активната зона 20 kgf/cm^2 регулаторът за разхлаждане на КН се изключва и се преминава на азотна възглавница в КН.

При температура в първи контур под 200°C се забранява работа на повече от 3 ГЦП. Преди понижаване на налягането в I контур под 15 кгс/см^2 се изключват всички ГЦП.

При температура на топлоносителя в първи контур <150°C се снема електрозахранването на механизмите на системите TQ1, TQ3, TQ4, TX. Когато разхлаждането чрез БРУ–К стане неефективно (скорост на разхлаждане < 10 °C/h), след понижаване на температурата на топлоносителя в I контур до 110÷120°C (пределно допустима 150°C), разхлаждането продължава със система TQ2.

Системата за планово и аварийно разхлаждане в режим на отвеждане на остатъчното топлоотделяне от активната зона се включва в работа с разход, осигуряващ скорост на разхлаждане < 20°C/h. Преди включване на системата за аварийно разхлаж-дане в режим на планово разхлаждане трябва да се подгреят каналите на тази система до необходимата температура на метала на тръбопроводите.

Разхерметизиране на херметичния обем на реакторно отделение и достъп на персонал се допуска само при температура в първи контур по-малка от 100°C.

След спиране на ГЦП състоянието на I контур е следното:

- налягането е атмосферно;
- T1 на изход от реактора < 70ºC;
- в работа е един от каналите на система TQ-2 в режим на планово разхлаждане и един канал е в резерв.

До 24h след понижаване на температурата в I контур под 70°C се изпробва II програма на АСП.

След разуплътняване на първи контур трябва да се въведат в резерв най-малко два канала от системата за аварийно охлаждане на активната зона на реактора – високо налягане TQ3.

1.10.4.4 Презареждане на горивото

Целият комплекс от транспортно-технологични, контролни и спомагателни операции по презареждане на реактора се извършват по програма, която е разработена на базата на изискванията и техническите условия на производителя на горивото. Схемата за зареждане на активната зона на реактора се изготвя от Отдел ЯГ, Управление ЯГЦ и се приема на съвет по безопасност.

Изпълнени са мерки за изключване на възможността за подаване на вода в I контур и БОК с концентрация на борна киселина, по-ниска от стоянъчната за даденото горивно зареждане на реактора.

Работоспособни са поне два канала на системите за аварийно разхлаждане.

Средната температура на топлоносителя в I контур не трябва да превишава 70°C на изход от реактора.

Басейнът за отлежаване и презареждане е запълнен с вода до ниво 15.5 m (дори при отсъствие на гориво в басейна), отсъствуват течове между облицовката на БОК. Средната температура на водата в БОК не повече от 50°C. Контролира се нивото на водата в БОК. При изменение на нивото (повече от 500mm от зададеното) или понижаване на концентрацията на H_3BO_3 под допустимата, презареждането на горивото да се прекрати, да се изясни и отстрани причината за отклоненията. Преди презареждане на горивото, басейните за презареждане и отлежаване трябва да са запълнени до к. 35.7 с разтвор на H_3B0_3 със стоянъчна концентрация.

Забранява се разуплътняване на реактора без предварително неколкократно отделяне на радиоактивните газове от ГЦК, при неработеща система за очистване на газовете и при неизправни вентилационни системи TL 49,21.

Реакторът се разуплътнява при следните условия:

- откачени са шлейфовете от приводите на СУЗ, КНИ, ТК;
- снети са топлоизолацията, въздуховодите и въздушника от капака на реактора;
- T1 < 70°C;
- P1 атмосферно;- ниво в YC – 200 mm под главния разьом.

Преди сваляне на горния блок трябва се откачат щангите на приводите на СУЗ от органите за регулиране. Забранява се свалянето на горния блок на реактора при неразкачени щанги от ОР СУЗ.

Презареждането на горивото на реактора може да започне тогава, когато са изпълнени следните условия:

- реакторът е подкритичен не по-малко от 72 часа;
- T1 < 70°C;
- P1 атмосферно;
- работоспособни всички шест канала на СКП;
- работоспособен един комплект на АКНП.

Зареждането на активната зона на реактора започва след завършване на работите по ревизията на корпуса на реактора.

Работите по преместване на горивото се извършват под ръководството на контролиращ физик. Транспортно-технологичните операции с касети и поглътители на СУЗ се осъществява с помощта на презареждаща машина с дистанционно управление, като усилията, действащи на касетата не трябва да превишават допустимите.

Изваждането на свежи касети и поглътители от чохъла и поставянето им в реактора се извършва на сухо чрез ПМ при:

- ниво в БОК 50÷100 mm под разделителния борд между басейна и шахтата на реактора;
- ниво в реактора с 200÷300mm под главния разьом.

Транспортно-технологичните операции по изваждане на отработили касети се извършват под слой вода не по-малък от 3 м. Забранява се оставянето на сухо на отработила касета.

При провеждане на контрол за херметичността на горивните касети трябва да се следи за концентрацията на борна киселина в басейна за презареждане и във водата от СВО. При контрол на херметичността на обвивките на ТОЕ, касетите се транспортират чрез ПМ една по една до пеналите на системата за контрол.

След презареждане на горивото в реактора трябва да бъде оформен и утвърден акт за презареждането с приложени картограми на зареденото в реактора гориво и на разположеното в стелажите на басейните за отлежаване отработило гориво. След презареждане на реактора, е необходимо да са осигурени в БОК места за аварийно изваждане на ТОК от активната зона на реактора при необходимост.

1.10.4.5 Ремонт

Планов и непланов - комплекс от операции за възстановяване работоспособността или ресурса на отделни възли или детайли.

Плановият ремонт на оборудването се осъществява по график на АЕЦ и съвпада с презареждането на горивото. Обемът на плановите ремонти се определя по резултатите от контрола за техническото състояние на оборудването.

Неплановият ремонт се извършва след технологични аварии, свързани със спиране на блока, отказ на оборудване, промяна в условията на работа или други причини по специално изготвена програма.

Контролът на техническото състояние на оборудването включва:

- техническо освидетелстване;
- периодично обследване и контрол за състоянието на метала на оборудването и тръбопроводите;
- контрол и изпитване на системите при експлоатация.

Техническо освидетелствуване на оборудването включва оглед (вътрешен и външен) и пневмо и хидравлично изпитване.

Техническото обслужване и ремонта на съоръженията се извършва по писмени документи (инструкции за ремонт, технологични инструкции и други).

Работите по техническо обслужване се извършват при спазване на изискванията на нормативна-техническата документация (Правилници по ТБ и РБиД, ПТЕ).

Профилактични и ремонтни работи по оборудването се извършват съгласно плана и обема за ПГР (планов годишен ремонт) на блока.

За поддържане работоспособността на системите за безопасност и системите, важни за безопасността се извършва техническо обслужване и изпитания по графици, програми и инструкции за периодични проверки, като резултатите от тях се документират и анализират.

Профилактични и ремонтни работи по оборудването от СБ (механично, електро, КИПиА) се извършват при поканалното извеждане на системите за безопасност за ремонт.

Преди спиране на блока за ремонт, се съставят график и работни програми за извършване на ремонта.

За всички състояния на РУ контрола на БЩУ се осъществява от поне двама лицензирани оператори. За състояния на РУ “спиране за ремонт” и “презареждане на гориво”, ако в контролираната зона се намира един лицензиран оператор, се допуска контрола на БЩУ да се осъществява от един лицензиран оператор.

При спиране на блока за ремонт се контролира състоянието на оборудването (изпълнително оборудване, управляващи системи и др.) - състоянието на метала, корозионното състояние на оборудването по I и II контур, състоянието на шкафовете на КРУ-6 и 0.4 кV, сборки РТЗО, състоянието на КИП, състоянието на въртящите се механизми (помпи, вентилатори), състоянието на хидроамортисьорите на оборудването и тръбопроводите, проверява се управлението на всички арматури от технологичните системи по I и II контур, проверява се работоспособността на локализиращата арматура, проверяват се настройките и се изпробват предпазните клапани, извършва се визуален оглед за състоянието на оборудването и тръбопроводите и др.

Преди техническо обслужване на оборудването по I контур по време на ремонт на блока (или при необходимост) се извършва дезактивация, съгласно изискванията на експлоатационните инструкции.

Обемът на металоконтрола на оборудването се определя от програма за експлоатационен контрол на състоянието на основния метал и заваръчните шевове на оборудването и тръбопроводите на АЕЦ с ВВЕР–1000.

Обемът и етапите на контрол на основния метал и заваръчните съединения на реактора се извършват съгласно изискванията на производителя. Контролира се състоянието на метала на корпуса на реактора по образците, поместени непосредствено в работната среда, където има неутронен поток. Един път на четири години се контролира състоянието на вътрешно корпусните устройства (ВКУ) на реактора.

Приемането на основното оборудване по I и II контур, оборудването от СБ и оборудването от главната електрическа схема след ремонт се извършва от комисия под ръководство на ръководителя на подразделението, което обслужва оборудването.

Въвеждане на оборудването в експлоатация след завършване на ремонтните работи се разрешава само след проверка на неговата работоспособност.

1.11 Влияние на АЕЦ върху околната среда

За енергийни обекти от национално и регионално значение е задължително да бъде направена оценка на влиянието върху околната среда. Такива обекти са ядрени централи и съоръжения за преработване и съхраняване на радиоактивни отпадъци.

Изследване на естествения радиационен фон и радиоактивността на въздуха в района на АЕЦ "Козлодуй" е проведено преди пускането й в експлоатация в периода 1968–1974 г. от Националния център по радиобиология и радиационна защита.

През 1993-1994 г. е разработен “Краен отчет за оценка на влиянието върху околната среда на блокове 5 и 6 на АЕЦ "Козлодуй" от Научно-изследователския сектор на СУ “Кл. Охридски” съгласно съществуващото законодателство – Наредба № 1 за Оценка върху влиянието върху околната среда. Отчетът обхваща общи характеристики, оценка на основните системи на блоковете и радиационното влияние при нормална експлоатация, МПА, а също и аварийното планиране. Оценката определя несъществено влияние на блокове 5 и 6 върху околната среда.

През 1992 е разработен “Пълен доклад за оценка на влиянието върху околната среда на ХОГ на АЕЦ "Козлодуй" от Научно-изследователския сектор на СУ “Кл. Охридски”. Докладът третира радиационната обстановка в ХОГ, възможностите за замърсяване на почвите и водите, а също и анализа на влиянието на някои възможни аварии в ХОГ. През същата година е изпълнена екологична експертиза на ХОГ. Експертизата обсъжда подробно оценката на ТОБ, разработен от ВНИПИЕТ – Русия и Енергопроект – София, а също и избрана хипотетична авария. Резултатите от споменатите по-горе доклади не указват наличие на значителни отрицателни последствия за околната среда от експлоатацията на ХОГ.

През 1994-95 Риск Инженеринг ООД разработва оценка на влиянието върху околната среда на Техническия проект на следните обекти:

- Цех за преработка на радиоактивни отпадъци в АЕЦ "Козлодуй";
- Хранилище за преработени РАО в АЕЦ "Козлодуй".

През 1999 г. е издаден Доклад за ОВОС на АЕЦ "Козлодуй" от Научно-изследователския сектор на Техническия университет – София [9], съгласно Закона за опазване на околната среда и Наредба № 4 за ОВОС на обекти в експлоатация. Общите изводи на ОВОС на АЕЦ "Козлодуй", 1999 г. относно основните дискутирани теми, покрити от оценката, са:

- Основните въпроси са решени и основните цели за осигуряване на ядрена безопасност и радиационна защита при експлоатацията на блокове 1-6 на АЕЦ "Козлодуй" са постигнати на високо професионално ниво и в съответствие с българското законодателство, международно приетите критерии и стандарти.
- По международно приетите показатели, които указват на нивото на безопасност и надеждност на ядрените съоръжения, АЕЦ "Козлодуй" е на нивото на водещите страни в тази област.
- Радиологичното въздействие на АЕЦ "Козлодуй" върху околната среда е пренебрежимо малко.
- Радиационната обстановка като цяло в санитарно-защитната 3-km зона и наблюдаваната 100-km зона е стабилна и не причинява неприемлив риск за населението и околната среда.
- Влиянието на АЕЦ "Козлодуй" върху атмосферата и риска за околната среда и здравето на населението от замърсяването на въздуха не са съществени.
- Влиянието на АЕЦ "Козлодуй" върху водите и риска за околната среда и здравето на населението от замърсяването на водите са незначителни от радиологични фактори.
- Влиянието на АЕЦ "Козлодуй" върху почвите, защитените територии, флората и фауната е незначително.
- Общото ниво на ядрена безопасност на АЕЦ "Козлодуй" съответства на нивото на напредналите страни по международните критерии.
- Здравния риск от АЕЦ "Козлодуй" е незначителен.

- Радиационната защита в АЕЦ "Козлодуй" съответства на националната политика за радиационна защита и удовлетворява международните критерии.
- Радиационният мониторинг в АЕЦ "Козлодуй" е много добре изграден.

Ядрената енергия и йонизиращите лъчения се използват в съответствие с изискванията и принципите на ядрената безопасност и радиационната защита с цел осигуряване защитата на човешкия живот, здравето и условията на живот на сегашното и бъдещите поколения, околната среда и материалните ценности от вредното въздействие на йонизиращите лъчения.

Основните критерии и правила за ядрена безопасност и радиационна защита, организационните мерки и техническите изисквания за осигуряване на безопасност при експлоатация, както и изискванията към техническата и пожарната безопасност, аварийното планиране и аварийната готовност на ядрените централи (ЯЦ), са насочени изцяло към свеждане до минимум или пълно изключване на неблагоприятни въздействия върху персонала, населението и околната среда при всички експлоатационни състояния, спазване на регламентираните в националното и международно законодателство дозови ограничения за професионално облъчвани лица и лица от населението, както и на всички нормативни изисквания за изхвърляне и изпускане и за съдържание на радиоактивни вещества в околната среда при нормална експлоатация и евентуални аварийни ситуации.

Влиянието на всяко ядрено съоръжение върху околната среда е винаги от повишен обществен интерес, както за населението, живеещо в близост, така и за съседни държави.

Влиянието на “АЕЦ Козлодуй” върху околната среда се контролира чрез проектни решения, предприети за минимизиране на предполагаемите вредни влияния, възникващи по време на експлоатацията по отношение на химическо, радиационно, топлинно, електромагнитно, и акустично въздействие. Осигуряването на защитата на персонала, населението и околната среда от тези въздействия се базира на проектните системи и технически средства, функциониращи в съответствие с концепцията на защитата в дълбочина и чрез изградените защитни бариери, възпрепятстващи пътя на разпространение на радиоактивните и нерадиоактивните замърсявания и ограничаващи въздействието върху средата до нивата на установените норми.

По време на експлоатация на “АЕЦ Козлодуй” се провежда непрекъснат и периодичен мониторинг на радиоактивните течни и газови емисии в околната среда. Система за радиационен контрол (СРК) на блок 5 на “АЕЦ Козлодуй“ осигурява контрол върху параметрите на основните технологични среди и параметрите на радиационната обстановка в помещенията и на територията, прилежаща към ядреното съоръжение.

За очистване на въздуха от потенциално замърсени помещения преди изхвърлянето му в околната среда, в АЕЦ са изградени и функционират специални системи за вентилация, филтриране и кондициониране. При това са предвидени мероприятия за недопускане на изхвърляне на радиоактивни и химически нерадиоактивни продукти в атмосферата над допустимите норми чрез очистване на въздуха преди изхвърлянето му във вентилационната тръба с помощта на специални филтри, както и за охлаждане на помещенията, в които е разположено оборудването за нормална експлатация. От гледна точка на радиационната защита, вентилационните системи, които изсмукват въздух от замърсени помещения го прекарват през специални филтри за пречистване.

В “АЕЦ Козлодуй” е изградена и функционира Автоматична информационна система за външен радиационен контрол (АИСВРК), която осигурява непрекъснати измервания на основните радиологични параметри в Зоната за превантивни защитни мерки (ЗПЗМ) на АЕЦ “Козлодуй”. Системата обединява 10 станции за измерваме на гама радиационния фон и концентрацията на йод -131. Интензитетът на дозата във всяка станция се измерва от два детектора. Две от станциите, наричани основни станции, са разположени на индустриалната площадка, а други две станции, наричани контролни, са разположени в кръг в радиус от 1.8 километра от централата, в лъчи под ъгъл от 45 градуса. В обхвата на системата се включват и пет станции за измерване на специфичната обемна активност на отпадъчните и дебалансните води. Данните, получени от метеорологичните станции се явяват входни данни

за модели за оценка и прогнозиране на дозовото натоварване в ЗПЗМ и ЗАЗМ, които са необходими за целите на планирането на предпазни мерки.

Друга Автоматична информационна система за радиационен контрол на индустриалната площадка (АИСРКИП), изградена на базата на радиационно-информационни табла (РИТ), осигурява информация относно нивото на гама радиационния фон в 23 точки на площадката на АЕЦ "Козлодуй".

Влиянието на "АЕЦ Козлодуй" върху околната среда се оценява и чрез непрекъснато контролиране на редица физични нерадиационни фактори като електромагнитни полета, шум, вибрации, осветеност, топлинен режим на околната природна среда и др. Допълнително, основните компоненти на околната среда (въздух, води, почви, растителност, храни и др.) се изследват за съдържание на техногенна и естествена радиоактивност, на опасни вещества и материали и химични продукти – потенциални замърсители.

Резултатите от провеждания мониторинг се използват за обективна оценка на състоянието на околната среда и дозовото натоварване на населението в резултат от експлоатацията на ядреното съоръжение. На базата на тези ресултати "АЕЦ Козлодуй" ежегодно изготвя отчети за състоянието на безопасността, в които се представя информация за въздействието върху околната среда. Конкретните данни за радиационните изхвърляния от 5 блок са представени в глава 11 "Радиационна безопасност". Като цяло газо-аерозолната радиоактивна емисия в атмосферата от 5 блок е на едно значително ниско равнище, като не оказва практически принос върху дозовото натоварване на населението от наблюдаваната зона.

Данните от измерванията, получени от мониторинга на околната среда в 100 km зона на наблюдение около "АЕЦ Козлодуй" се публикуват ежегодно в Годишния доклад на АЯР. Стойностите са близки до фоновите и не се отличават съществено през различните години.

1.12 Сравнение на настоящия проект с аналогични проекти на други АЕЦ

Основните проекти, с които е сравнен настоящия проект на блок 5&6, АЕЦ "Козлодуй", са проектите на руските типове реактори ВВЕР-1000, модел В-320. Проектните характеристики за сравнението на проекта на блокове 5&6 на АЕЦ "Козлодуй" с проекта на реакторната система CE-80 ("Cessar system 80" PWR) са представени в Таблица 1.12-1. В таблица 1.12-2 са представени данни за други типове реактори.

Резултатите от сравнението показват, че системният проект на блок 5&6 има сходни характеристики с другите типове блокове като структура на системите за безопасност и осигуряване на безопасността на блока.

Таблица 1.12-1 Сравнение на проектните характеристики на блокове с ВВЕР-1000 и CE-80

№.	Параметър	Единица	ВВЕР 1000 В-320	Система Cessar (CE-80)
1.	Топлинна мощност на реактора	MW	3120	3817
2.	Диаметър на АЗ (еквивалентен)	mm	3160	3650
3.	Височина на АЗ	mm	3530	3810
4.	Брой циркулационни кръгове	-	4	2
5.	Брой ПГ	-	4	2
6.	Брой ГЦП	-	4	4
7.	Проектно налягане на топлоносителя в първи контур	MPa	17.64	17.15

8.	Проектна температура на топлоносителя в първи контур	^oC	350	343
9.	Разход на топлоносителя през реактора	m^3/h	89400	101300
10.	Температура на топлоносителя на вход на реактора	^oC	291	296.2
11.	Температура на топлоносителя на изход на реактора	^oC	323	328.9
12.	Проектна ефективност на аварийната защита на реактора (в началото на горивната кампания)	%	11.8	16.76
13.	Скорост на топлоносителя в горивната касета	m/s	5.4	5.0
14.	Проектно налягане във втори контур	MPa	7.85	8.66
15.	Паропроизводителност на ПГ	t/h	$1536,0^{+130}$	3890
16.	Влажност на парата на изход от ПГ	%	0.2	0.2
17.	Продължителност на горивната кампания	години	4	2
18.	Брой ОР		61	121
19.	Брой горивни касети в АЗ		163	241
20.	Структура на каналите на СБ:			
21.	Активни системи		3x100%	2x100%
22.	Хидроакумулатори на САОЗ		4	4
23.	Брой помпи за въвеждане на бор високо налягане (САОЗ)		3	2
24.	Брой помпи за въвеждане на бор ниско налягане (САОЗ)		3	2
25.	Тип хермозона		Единична	-

Таблица 1.12-2 Характеристики на други типове реактори

No	Показател	Размерност	B466 Белене	AP1000
Технико икономически показатели				
1.	Топлинна мощност	MW	3000	3400
2.	Електрическа мощност бруто/нето	MW	1068	1117/1150
3.	Проектен срок на експлоатация	Години	60	60
4.	Използване на инсталираната мощност в базов режим	Часа/година	7900	>4160

5.	Използване на инсталираната мощност в маневрен режим	Часа/год.	0-900	<4600
Възможност за работа при планово изменение на товара:				
1.	скорост на понижаване на мощността;	% от PN/min	10	0.5
2.	скорост на повишаване на мощността;	% от PN/min	6	-
3.	Минимално ниво на изменение без ограничение на мощността	% от PN	20-100	50
4.	Продължителност на работа при понижено ниво на мощност	часове	>1	2-10
5.	Брой цикли на ден	Брой	Неограничен	1
Възможност за работа при непланово изменение на товара				
1.	Скорост на възстановяване на номиналната мощност	% RP/min	6	5
2.	Скорост на намаляване на мощността	% RP/min	10	5
3.	Амплитуда на понижаване на мощността;	% PN	20-100	10
4.	Скорост на увеличаване на мощността	% RP/min	6	5
5.	Амплитуда за увеличение на мощността	% PN	20-100	10
Възможност за работа в режим на първично регулиране				
	Диапазон на изменение на мощността	±% RP	5	5
Възможност за работа в режим на вторично регулиране				
1.	Диапазон на изменение на мощността	% RP/min	3-4.5%/min при N=10-70 1-1.5%/min при N=70-100	2
2.	Амплитуда на изменение на мощността	±% RP	20-100	5
Намаляване на последствията от системни аварии:				
1.	КПД, Бруто/нето	%	36/33.1	35.1/32.7
2.	Радиус на зоната за аварийно планиране на площадката – територия около АЕЦ, обозначена с ограда или по друг начин, намираща се под	km	Площадката	0.805

	непосредствения контрол и наблюдение на експлоатиращия			
3.	Зона за превантивни защитни мерки	km	30	0.805
4.	Зона за неотложни защитни мерки	km	< 3	0.805
5.	Зона за дълговременни защитни мерки	km		0.805
Технически характеристики				
I	Общи характеристики на блока			
1	Проектен срок на експлоатация на корпуса на реактора	Год.	60	60
2.	Проектен неутронен поток с енергия > 0.5 MeV	(cm.s)	6.3E+19	9.8E+19
II	Основни параметри на първи контур			
1.	Тип на реакторната установка		B466	PWR
2.	Брой циркулационни кръгове		4	2
3.	Топлинна мощност на реакторната установка	MW	3012	3415
4.	Разход на топлоносителя през активната зона при пълен и непълен брой работещи циркулационни кръгове и допустими отклонения	kg/s	86000 m3/h	14 273 (13273-14839)
5.	Разход на топлоносител за отделена касета при пълен и непълен брой работещи циркулационни кръгове и допустими отклонения	kg/s	515±55	90.9 (86.7-94.5)
6.	Разход на топлоносител за отделен циркулационен кръг при пълен и непълен брой работещи циркулационни кръгове и допустими отклонения	kg/s	21500	7584 (7237-7886)
7.	Налягане на топлоносителя - работно	MPa	15.7	15.51
8.	Налягане на топлоносителя - проектно	MPa	17.6	17.24
9.	Температура на топлоносителя	0C		

	На вход в реактора	0C	291	280.7
	На изход от реактора	0C	321	321.1
10.	Маса на топлоносителя	Kg	350000	196000
III.	Данни за активната зона			
1.	Височина на активната зона	mm	3530	4267.2
2.	Брой на касетите в а.з.		163	157
3.	Геометрична форма на касетата		312 - hexagonal	17x17
4.	Топлинна мощност	MWth	3000	3400
5.	Средно обогатяване на горивото в а.з.	%	4.18	4.8
6.	Продължителност на горивната кампания	Години	3-4	3-5
7.	Срок на експлоатация между презареждане	Месеци	6-18	18
8.	Време за презареждане	Дни	16	<17
9.	Средна дълбочина на изгаряне	MWd/kgU	47.2	48.7
10.	Максимална дълбочина на изгаряне	MWd/kgU	49.9	62.0
11.	Маса на горивото в а.з.	t U	79.84	84.5
12.	Средна плътност на топлинния поток	W/cm2	58.3	62.7
13.	Среден линеен топлинен поток	W/cm	167	187.0
14.	Температура на топлоносителя на изхода от а.з.	oC	321	323.3
15.	Специфичен разход на U	kg/MWd	0.198	0.223
16.	Органи за регулиране и защита	Брой	121	53
17.	Маса на органите за регулиране и защита	kg	18.5	145.6
18.	Време на падане на органите за регулиране и защита	s	1.2-4	2.43
19.	Подкритичност на активната зона след сработване на аварийната защита на реактора с отчитане на принципа на единичния отказ	% К/К	-9	-3.36
20.	Температура на повторна критичност	oC	<100	неуточнен
21.	Време за разхлаждане от горещо състояние до	h	8	60

	студено			
22.	Време за демонтаж на горния блок и БЗТ	h	6+БЗТ	55
23.	Плътностен коефициент на реактивност в началото на кампанията	Δk/k/g/cm3 10E+2	+14	<470
24.	Плътностен коефициент на реактивност в края на кампанията	Δk/k/g/cm3 10E+2	+31	33.8
25.	Температурен коефициент на реактивност в началото на кампанията, ∂ρ/ ∂t H2O	Δk/k/0C 10E+5	-32	0
26.	Температурен коефициент на реактивност в края на кампанията, ∂ρ/ ∂tH2O	Δk/k/0C 10E+5	-72	-40
27.	Температурен коефициент на реактивност в началото на кампанията, ∂ρ/∂tU	Δk/k/0C 10E+5	-2.8	-3.5
28.	Температурен коефициент на реактивност в края на кампанията, ∂ρ/∂tU	Δk/k/0C 10E+5	-2.8	-1
29.	Мощностен коефициент на реактивност в началото на кампанията	Δk/k/% 10E+5	-0.51	-19.4
30.	Мощностен коефициент на реактивност в края на кампанията	Δk/k/% 10E+5	-0.74	-12.6
IV	Компенсатор на налягането (обема)			
1.	Общ обем	m3	79	59.5
2.	Брой на последователно задействани предпазните клапани	Брой	3	2
3.	Тип на предпазните клапани		ИПУ	Пружинни
4.	Разход при напълно отворени предпазни клапани	kg/s	3 x 50 пара 3 x 222 вода	2 x 99.5
V.	Парогенератор			
1.	Брой на ПГ		4	2
2.	Топлообменна повърхност на ПГ	m2	6105	11475
3.	Външен диаметър на топлообменните тръби	mm	16x1.5	17.5

4.	Маса на водата в ПГ по втори контур при пълно натоварване	kg	36000-54000	79705
5.	Налягане на насищане в тръбния сноп на ПГ	MPa	6.28	5.76
6.	Налягане при нулева мощност, горещо състояние	MPa	6.28	7.63
VI.	Турбина			
1.	Брой на един блок		1	1
2.	Схемно решение			
	ЦВН		1	1
VII. Генератор				
1.	Честота	Hz	50	50
Управление на Ядрено-горивния цикъл				
1.	Годишна генерация на ОЯГ	Брой касети/tHM	42-54/20.57-26.45	45.3/24.4
2.	Капацитет на басейните за отлежаване на ОЯГ	Брой касети	580	619
3.	Тип на хранилището за ОЯГ на площадката		Сухо/под вода	
4.	Капацитет на хранилището за ОЯГ	Брой касети	72 контейнера	
5.	Възможност за обратно извозване на ОЯГ за преработка и дълговременно съхраняване и погребване	Да/не	Да	
Управление на Радиоактивни отпадъци (РАО)				
1.	Годишна генерация на твърди РАО:			
	I категория; A < 5x105 Bq/l	m3	25.8	140
	II категория; A > 5x105 Bq/l	m3	16.0	22
	III категория, активирани в реактора	m3	0.2	15.1
2.	Капацитет на хранилището за съхраняване на РАО:			
	I категория; A < 5x105 Bq/l	m3	516	710
	II категория; A > 5x105 Bq/l	m3	320	33
3.	Генериране на течни РАО			
	нискоактивни до 3.7.E5 Bq/l;	m3	2.5	2700
4.	Капацитет на резервоарите за течни РАО			
	нискоактивни до 3.7.E5 Bq/l;	m3	25	530

	Изпарителни инсталации	m3/h	5.4 m3/day	530m3
Показатели за експлоатационна безопасност, надеждност и разполагаемост				
1.	Коефициент на използване на инсталираната мощност	%	80	93
2.	Коефициент на непланова неготовност	%	2	2
3.	Непланово сработване на аварийните защити на реактора за период от 7000 часа	Брой	7.1	1
4.	Активност на течните емисии в хидросферата, без отчитане на тритий	TBq/year	<2.0E-02	9.48E-03
5.	Активност на емисии на тритий в хидросферата	TBq/year	<10	3.74E+01
6.	Активност на аерозолните емисии в атмосферата	TBq/year	<1.0E-04	1.75E-03
7.	Активност на йодните емисии в атмосферата	TBq/year	<3.0E-04	1.92E-02
8.	Активност на газовите емисии в атмосферата	TBq/year	<4.0	4.07E+02
9.	Колективна доза от облъчване	manSv/y	0.46	0.67
10.	Коефициент на надеждност на ядреното гориво	Bq/g	2.6E+05	<19
Ядрена безопасност				
1. Основни системи за безопасност				
Защитна обвивка				
Вътрешна обвивка				
1	Вътрешен диаметър	mm	44000	41148
2	Дебелина			
	Цилиндрична част	mm	1200	47.625
3.	Проектно налягане/налягане на изпитване	MPa	0.4/0.46	4.07
4	Пропусквателна способност при максимално проектно налягане	% vol./day	0.3	0.10
5.	Вътрешен свободен обем на защитната обвивка	m3	65000	58340
6.	Система за рекомбинация на водорода		Да	Да
Външна обвивка				
1.	Вътрешен диаметър	mm	50800	

2.	Дебелина	mm	600	
3.	Свободен обем	m3	21100	
	Уловител на стопилката на а.з.		Да	Да
	Други системи за смекчаване на последиците от тежки аварии		Да	Да
Показатели относно потенциални външни въздействия				
1.	Падане на самолет:		Да	Да
2.	Екстремни ветрове			
	скорост	m/s	62.3	64.8/ 3sec торнадо: 134.1
3.	Екстремно натоварване от снеговалеж и/или обледеняване	kPa	3.0	3.59
4.	Земетресение			
	максимално хоризонтално ускорение на земната повърхност	G	0.25	0.3
5.	Екстремни температури	oC	-40/+46.7	-40/+46.0
6.	Екстремни валежи	mm/m2	446/m2 919/y	495.8 mm/hr 160 mm/5 min
7.	Метеорологични условия:			
	средно годишна температура	oC	-32/+40	38 DB /25WB
Детерминистични и вероятностни анализи на безопасността				
Максимална проектна авария				
1.	Максимална температура на обвивката на ТОЕ	0C	1200	1204
2.	Максимална енталпия на горивото	kJ/kg	963	837
3.	Част на реагиралия цирконий	%	<1	<1
4.	Максимална дълбочина на окисляване на обвивката на ТОЕ	%	17	17
5.	Честота на разрушаване на активната зона от:			
	От вътрешни въздействия	1/реактор години	4.8E-08	2.42E-07
	От пожар	1/реактор години	4.0E-10	5.61E-08
	Общо	1/реактор години	<5E-08	2.97E-07

Тежка авария				
1.	Честота на разрушаване на активната зона от:			
	От вътрешни въздействия	1/реактор години	4.8E-08	2.42E-07
	От пожар	1/реактор години	4.0E-10	5.61E-08
	Общо	1/реактор години	<5E-08	2.97E-07
Радиационни последствия				
При Максимална проектна авария				
1.	Честота на големи радиационни изхвърляния в атмосферата	1/реактор години	1E-4	5E-6
При тежки аварии				
1.	Честота на големи радиационни изхвърляния в атмосферата	1/реактор години	0.94E-08	1.95E-08
Вътрешни въздействия				
Пожар				
1.	Осигуряване на защитни мерки предпазващи от възникване на пожар		Да	Да
2.	Наличие на пулт за управление при пожар		Да	Да
3.	Възможност за оценка при пожар	Да	Да	Да
4.	Намаляване на последствията от пожар чрез локализация в границите навъзникване		Да	Да
Наводнение				
1.	Класифициране на оборудването и възлите подложени на риска от наводнение		Да	Да
2.	Оценка на сценариите за наводняване на застрашените помещения		Да	Да
Готовност на проекта				
Проектна готовност.				
1.	Технически проект		Да	Не
2.	Работен проект		Не	Не

Лицензионен статус				
1.	Избор на площадка		Да	Очаква се
2.	Проектиране		Да	Очаква се
3.	Производство на оборудване		Да	Не
4.	Производство на ядрено гориво		Да	Да
5.	Изграждане		Очаква се	Очаква се
6.	Експлоатация		Не	Не

1.13 График на строителство на блока, доставчици и подизпълнители

В този раздел са представени данни за въвеждането в експлоатация на 5 блок на АЕЦ Козлодуй.

Описани са изпитанията на оборудването, системите и елементите по време на въвеждането в експлоатация.

Периода на пускане (ПНР) обхваща всички етапи на въвеждане на блока в експлоатация, започвайки с приемането от монтаж на оборудването и системите и завършвайки с комплексното изпробване на блока при номинална мощност и предаването му в промишлена експлоатация.

Пусковите работи на блока са извършени от АЕЦ Козлодуй с участие на изпълнителите и подизпълнителите в съответствие с подписаните договори за изграждане на блоковете.

Преди ПНР работоспособността на всички сгради, съоръжения, помещения, реакторната инсталация, системите за нормална експлоатация и системите за безопасност включени в проекта са приети за комплексно изпитание съгласно СНиП-3.01.04.87 “Строительные нормы и правила. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов.

Основные положения” с оформени актове в съответствие с ОСТ 34-37-806-85 “Пуско-наладочные работы на атомных станциях с водо-водяными ядерными реакторами. Отчетная документация. Акт о приемки оборудования”.

Готовността на 5ЕБ “АЕЦ Козлодуй” като цяло за етапа на ПНР е потвърдена с актове в съответствие с изискванията на ПБЯ-04-74 “Правила ядерной безопасности реакторных установок и станций”, РД-6-9 и ОСТ 34-37-808-85 “ПНР на АЭС с водо-водяными ядерными реакторами. Отчетная документация. Акты о готовности блока к проведению отдельных этапов пусконаладочных работ”.

Резултатите от изпитанията на оборудването са оформяни с протоколи съгласно изискванията на СТП 33.201-84 на ОКБ “Гидропресс”.

След изпълнението на ПНИ и изискванията на СНиП-3.01.04.87, 5 блок на “АЕЦ Козлодуй” е представен на държавната приемателна комисия за оформяне на приемателен протокол и акт в съответствие с ОСТ 34-37-806-85 за въвеждане в експлоатация.

След изпълнение на ПНР, резултатите са оформени в отчети.

В периода на ПНР и до завършване на изпитанията на етап усвояване на мощността, включително 72 часовите комплексни изпитания, на площадката е била организирана група за ръководство на пускането (ГРП) с права, задължения и отговорности регламентирани в “Положение о группе руководства пуском” разработено въз основа на ОСТ 34-37-786-85 “ПНР на АЭС.Организация ПНР. Типовое положение о групе руководства пуском”. Състава на ГРП е определен със заповед на ръководителя на АЕЦ.

Групата за ръководство на пускането (ГРП) е осъществявала научно-техническо ръководство на пускането непосредствено на площадката. Всички решения на ГРП са

оформени с протоколи и са задължителни за изпълнение от всички участници в ПНР.

Всички пускови работи по системите и оборудването са извършвани въз основа на програми и инструкции, разработени и утвърдени в съответствие с действащите НТД. Готовността на системите и оборудването за извършване на пускови работи на блока е потвърдена с протоколи.

ПНР включва следните видове работи:

- приемане на оборудването и системите (и отделни части) от монтаж;
- индивидуални изпитания на оборудването;
- изпитания на системите като цяло;
- комплексни изпитания на оборудването на блока;
- студена и гореща промивка на първи контур (с имитатори на горивни касети в реактора);
- начално зареждане на активната зона с гориво;
- достигане на първа критичност и МКН;
- поетапно усвояване на мощността до номиналната;
- предаване в промишлена експлоатация.

ПНР са извършени съгласно график, разработен от ГРП и в обем, описан в съгласуваните програми.

Резултатите от отделните етапи на ПНР са описани във видове протоколи, представени по долу както следва:

Вид протокол	**Описание на дейността**
Ф-14	Завършване на монтажа на системите в обем, необходим за промивка (продувка);
Ф-14а	Завършване на монтажа на системите в обем, необходим за хидравлични изпитания;
Ф-42	Хидравлични изпитания на оборудването на якост и плътност;
Ф-43	Хидравлични изпитания на тръбопроводите на якост и плътност;
Ф-51	Промивка, (продувка) на системите;
Ф-6Э	Завършване на монтажа на електрическото оборудване;
Ф-6К(привод)	Завършване на монтажа на електрическите приводи и регулатори,
Ф-6К(КИП)	Завършване на монтажа на технологичния контрол;
Ф-15	Изпитания на оборудването на празен ход или под товар;
1Н	Завършване на проверката на схемите за управление на запорната арматура;
2Н	Завършване на проверката на схемите за управление на регулиращата арматура;
3-Н	Завършване на проверката на дискретните канали на АСУТП;
4-Н	Завършване на проверката на аналоговите измервателни канали;
5-Н	Завършване на проверката на сигнализацията, защити и блокировки;
Ф-1Г	Протокол за готовност на системите или оборудването за етапа на ПНР;
Ф-1И	Протокол за предаване на системата за Инженерни Физически Изпитания, предаване във временна експлоатация;
Ф-2И	Завършване на изпитанията в обема на програмата за ПНР;

АЕЦ "Козлодуй-III" включва два независими енергоблока (пети и шести) със стандартен проект - унифициран енергоблок с Реакторна инсталация В-320.

Изграждането на блоковете е организирано както следва:

- **И за двата енергоблока главни проектанти са АТЕП – Москва и Енергопроект – ЕАД - България.**
- **Отговорен координатор е Министерство на енергетиката,**
- **Главен изпълнител - Заводски строежи Козлодуй,**
- **Основен доставчик: Атоменергоекспорт (ОНД) и Техно-Импорт Експорт (България).**

Основните дати в изграждането и въвеждането в експлоатация на 5 блок са:

Дейност	Блок 5
Начало на изграждането	1980
Физически пуск	05.11.1987
Включване към енергосистемата	29.11.1987
Достигане на 50% мощност	13.12.1987
Достигане на 75% мощност	08.05.1988
Достигане на 100% мощност	21.06.1988

1.13.1 Организация на процеса за осигуряване на качеството при изработване, монтаж и строителство

Контрол на качеството при изработване на оборудването и тръбопроводите е осъществяван от службите на заводите-производители и в съответствие с изискванията в “Програми за контрол на качеството на изделия на атомната енергетика” ГОСТ 108.004.10- 86.

Контрол при монтажа и строителството на площадката е осъществяван от:

- група за авторски надзор на главния проектант;
- специални служби на монтажните организации;
- контролна служба на заявителя. Видовете контрол са били
- авторски надзор;
- входен контрол на постъпващите на площадката оборудване и тръбопроводи;
- контрол на заваръчните съединения в процеса на монтажа;
- приемане на системата в експлоатация.

Безопасното провеждане на изпитанията е осигурено при спазване на следните изисквания:

- Поддържащите системи са монтирани съгласно проекта и са въведени в работа, като осигуряват работа и провеждане на изпитания на основните системи.
- Основните технологични системи са монтирани съгласно проекта, приети за чистота, промити или продухани със сгъстен въздух, извършени са им предвидените хидравлични изпитания на якост и херметичност.
- Електрическите системи – захранване за собствени нужди са монтирани съгласно проекта, проверено е правилното свързване на всички потребители, извършени са предвидените електрически изпитания и са поставени под напрежение.
- КИП и А системи - настроени и въведени в работа са измерителните канали, веригите за управление на оборудването, защитите и блокировките.

1.14 Принципни положения по организацията на експлоатация на АЕЦ

1.14.1 Въвеждане на АЕЦ в експлоатация

1.14.1.1 Обща организация.

Периода на пускане (ПНР) обхваща всички етапи на въвеждане на блока в експлоатация, започвайки с приемането от монтаж на оборудването и системите и завършвайки с комплексното изпробване на блока при номинална мощност и предаването му в промишлена експлоатация.

Пусковите работи на блока са извършени от АЕЦ Козлодуй с участие на изпълнителите и подизпълнителите в съответствие с подписаните договори за изграждане на блоковете.

От самото начало на ПНР до предаването на блока в промишлена експлоатация дейностите по организиране и ръководене на ПНР са осъществявани от група за ръководство на пуска (ГРП).

ГРП се е явявала колективен работен орган осъществяващ научно техническо ръководство на пусковите операции непосредствено на площадката на блок №5 АЕЦ”Козлодуй” с права, задължения и отговорности регламентирани в “Положение о группе руководства пуском” (Положения за групата за ръководене на пуска) разработено въз основа на ОСТ 34-37-786-85 “ПНР на АЭС.Организация ПНР. Типовое положение о групе руководства пуском”.

Решенията на ГРП са оформяни с протоколи и са били задължителни за изпълнение от всички организации участващи в ПНР.

Основният ръководен документ регламентиращ реда за провеждане на ПНР, реда за осъществяване на научно техническо ръководство от страна на изпълнителя на проекта, взаимоотношенията между участващите в ПНР, реда за оформяне на документацията и видовете отчетни документи е “Положение об организации пусконаладочных работ при вводе энергоблока №5 АЭС "Козлодуй-III" в эксплуатацию” № 87.35.ОБ.00.ПНИ.523.

За начало на ПНР по дадена технологична система се е смятало наличието на оформен акт форма Ф-1И и заявка разписана от началник цеховете по експлоатация за провеждане на ПНР по съответната система.

Завършването на ПНР по системите и оборудването е оформяно с акт Ф-2И (включително и оформените междинни актове от етапите СГО, физическия пуск и усвояването на мощността).

Преди началото на всеки етап от ПНР са оформяни актове форма Ф-1Г за готовността на системи за съответния етап ПНР.

Преди началото на етапа “физически” пуск на реактора е сформирана група от научни работници за ръководене на пуска.

За осъществяване на денонощен научно технически контрол и ръководство на ПНР са комплектовани смени с персонал на главния проектант както следва:

- дежурен технически ръководител;
- сменен ръководител на ПНР по АСУ ТП;
- контролиращ физик;
- дежурен научен ръководител;
- дежурен технически ръководител на ПНР по втори контур.

Всички пускови работи по системите и оборудването са извършвани въз основа на програми и инструкции, разработени и утвърдени в съответствие с действащите НТД. Готовността на системите и оборудването за извършване на пускови работи на блока е потвърдена с протоколи.

ПНР включва следните видове работи:

- приемане на оборудването и системите (и отделни части) от монтаж;
- след монтажна промивка на оборудването и контурите на системите;
- индивидуални изпитания на оборудването;
- изпитания на системите като цяло;
- комплексни изпитания на оборудването на блока;
- студена и гореща промивка на първи контур (с имитатори на горивни касети в реактора);
- начално зареждане на активната зона с гориво;
- достигане на първа критичност и МКН;
- поетапно усвояване на мощността до номиналната;
- предаване в промишлена експлоатация.

ПНР са извършени съгласно график, разработен от ГРП и в обем, описан в съгласуваните програми.

1.14.1.2 Основни етапи от въвеждането в експлоатация.

Въвеждането в експлоатация на оборудването и системите е извършено в съответствие с програми за ПНР. Програмите за ПНР са били част от проектната документация, разработена за унифициран енергоблок – ВВЕР-1000, след което са адаптирани за конкретно приложение в АЕЦ Козлодуй.

Стандартната програма за ПНР на система съдържа следните раздели:

1 Цел на изпитанието

2 Изисквания към състоянието на оборудването, свързаните системи и блока

3 Организация на изпитанието и мерки за безопасност

4 Контролируеми параметри

5 Специални изисквания

6 Критерий за успешност

7 Изисквания за анализ и представяне на резултатите.

При съставянето на списъка с изпитанията и тяхната последователност са отчитани фактори като:

а). Работите по проверката, настройката и изпитанията за въвеждане в експлоатация на елементи, оборудване и системи са планирани с такава последователност, че по всяко време безопасността на блока да не зависи от неизпитани системи и или оборудване. В резултат на това изискване най-общата последователност на изпитанията е била:

- изпитание и функционално изпробване на системите и оборудването (ИФО);
- изпитания на защитната обвивка на якост и плътност (ИЗО);
- хидравлични изпитания, промивка и обкатка (разработване) на ЯППУ (СГО);
- ревизия на основното оборудване;
- физически пуск на реактора (ФП);
- енергиен пуск (ЕП) и усвояване на проектната мощност, включително и 72 часови комплексни изпитания.

б). Програмите за изпитания съдържат необходимите етапи, които осигуряват потвърждаването на всички проектни характеристики на системите, важни за безопасността. За всеки конкретен параметър е определен критерий. Резултатите от изпитанията заедно с критериите са описани в протоколите за изпитания по всяка система. Протоколите се съхраняват в експлоатационните архиви на ЕП-2.

1.14.1.3 Етап ИФО.

Цели на етапа:

а).Поставяне под напрежение на разпределителните устройства собствени нужди.

б).Функционално изпробване на системите и оборудването участващи и осигуряващи провеждането на ПНР на последващия етап.

в).Комплексна проверка работоспособността на системите за безопасност при съвместната им работа.

г).Подготовка за провеждане на изпитания по защитната оболачка.

д).Подготовка на блока за СГО.

1.14.1.4 Етап ИЗО.

Цели на етапа:

а).Проверка херметичния обем на защитната обвивка на якост и плътност.

б).Определяне действителните загуби през херметизирания контур.

в).Проверка пригодността за експлоатация на локализиращите системи за безопасност.

г).Определяне напрегнато-деформираното състояние на железобетонните конструкции и проверка пригодността им да възприемат налягането на изпитване, равно на 1,15 от изчислителното при максимално постулираните изходни събития.

1.14.1.5 Етап СГО.

Цели на етапа:

а).Хидравлични изпитания на реакторната установка на якост и плътност.

б) След монтажна промивка на I контур и достигане на регламентираните норми за ВХР.

в).Проверка съвместната работа и разработка на основното и спомагателно оборудване при номинални параметри в I контур с имитирана активна зона, включително и електротехническите устройства, техническите средства и програмното осигуряване на АСУ ТП.

г).Проверка за съответствие с проектните изисквания на топло-хидравличните, якостните, вибрационните и динамичните характеристики на реакторната установка.

1.14.1.6 Етап ревизия на основното оборудване

Цели на етапа:

а).Ревизия на основното и спомагателно оборудване на ЯППУ след работата му при номинални параметри на етап СГО.

б).Без разрушителен контрол на метала на оборудването и тръбопроводите от I контур по програма.

г).Изпитание на обемите САОЗ при отворен реактор.

д).Подготовка на блока за етапите на физически и енергиен пуск.

1.14.1.7 Етап ФП.

Цели на етапа:

а).Зареждане на щатната активна зона.

б).Извеждане на реактора в критично състояние.

в).Изпълнение на планирани експерименти при минимално контролируемо ниво (на мощност).

1.14.1.8 Етап ЕП

Цели на етапа:

а).Поетапно усвояване мощността на реактора от ниво физически пуск до номинална.

в).Проверка за съответствие на фактическите параметри и характеристики на оборудването и системите с проектните в стационарни и преходни режими с потвърждаване надеждната и безопасна работа на блока.

г).Настройки на системите и оборудването изискващи реално изменение параметрите на блока.

Усвояването на проектната мощност е осъществено на три подетапа:

1.(40÷50)% от номиналната.

2.75% от номиналната.

3.Номинално ниво на мощност.

1.14.1.8.1 Период на пускане - ПНР

Въвеждането в експлоатация на оборудването и системите е извършено в съответствие с програми за ПНР. Програмите за ПНР са били част от проектната документация, разработена за унифициран енергоблок – ВВЕР-1000, след което са адаптирани за конкретно приложение в АЕЦ Козлодуй.

Въз основа на резултатите от провежданите изпитания са оформяни протоколи (актове), които показват успешното изпълнение на планираните работи, получените резултати (сравнени с критериите за приемливост) и дават заключение за готовността на системата (оборудването) за преминаване към следващия етап от комплексните изпитания или въвеждане в експлоатация.

Установените неизправности и дефекти на оборудването по време на изпитанията са отстранени в момента или в последващо спиране на блока за ревизия на оборудването и ремонт. Като част от проектната документация са били получени инструкции и схеми за експлоатация на отделните системи и блока като цяло. Въз основа на резултатите от индивидуалните изпитания, както и от комплексните изпитания са коригирани тези инструкции за експлоатация. Коригирания пакет експлоатационна документация е основата за издаване на разрешение от АЯР за въвеждане на блоковете в експлоатация.

Програмите за изпитания съдържат необходимите етапи, които осигуряват потвърждаването на всички проектни характеристики на системите, важни за безопасността. За всеки конкретен параметър е определен критерий. Резултатите от изпитанията заедно с критериите са описани в протоколите за изпитания по всяка система. Протоколите се съхраняват в експлоатационните архиви на АЕЦ.

Експлоатацията на системите и оборудването на блока в периода на ПНР се е извършвала от персонала на АЕЦ,

Специалистите на изпълнителя по договора за изграждане и представителите на проектанта са осъществявали научно-техническо ръководство на ПНР.

Физически пуск

Таблица 1.14-1 Дейностите, осъществени на етап физически пуск са следните.

№	Дейност
1.	Подготовка на реактора, необходимото оборудването, системи и помещения за зареждане на активната зона и физически пуск
2.	Зареждане на щатната активна зона
2.1	Запълване корпуса на реактора с разтвор на борна киселина с концентрация не по-малко 12 gH3BO3/kgH2O до ниво 20cm по-високо от опорните “чаши”
2.2	Частично зареждане на активната зона
2.3	Запълване корпуса на реактора с разтвор на борна киселина с концентрация не по-малко 12 gH3BO3/kgH2O до ниво 40-50cm по-ниско от главите на касетите
2.4	Дозареждане на активната зона
2.5	Проверка зареждането на активната зона
3.	Монтаж на блока защитни тръби. Зацепване щангите на приводите СУЗ с ОР. Монтаж капака на реактора с приводите СУЗ. Уплътняване главния фланец на реактора. Зацепване приводите СУЗ с кластерите. Уплътняване щуцерите на приводите СУЗ, температурния контрол и КНИ. Монтаж на електро комуникациите. Дозапълване на реактора с разтвор на борна киселина.
4.	Хидравлично изпитание на I контур при P=35 kg/cm2. Отстраняване на забележки.
5.	Проверка прохождането на сигналите на аварийните и предупредителните защити към двигателите на СУЗ
6.	Разгряване на I контур до 110÷120˚C. Хидравлично изпитание на I контур при P=180 kg/cm2. Хидравлично изпитание на II контур при P=80-88 kg/cm2. Отстраняване на забележки.
7.	Комплексно изпробване на СУЗ, блокировките и аварийните системи преди физическия пуск, включващо и изпробване от РЩУ. Проверка работоспособността на системата за непрекъснато измерване концентрацията на борна киселина. Проверка функционирането на УВС “Титан-2” и проверка достоверността на показанията на РМОТ.
8.	Извеждане на реактора на МКН на мощността при температура на водата в I контур 110÷120˚C, PIк=160 kg/cm2.
9.	Проверка зацепването на механизмите СУЗ с кластерите и проверка симетрията на активната зона
10	Провеждане на експерименти в стационарен режим при МКН на мощността
10.1	Настройка и изпитание на ВРК
10.2	Определяне ефективността на аварийната защита
10.3	Оценка на радиационната обстановка в технологичните помещения и специалните канали на биологичната защита

11.	Понижаване концентрацията на борна киселина в топлоносителя. Определяне ефективността на групата СУЗ, ефективността на борната киселина, коефициентите на реактивност по температура и налягане. Настройка на системата за непрекъснат контрол концентрацията на борна киселина.
12.	Проверка ефективността и бързодействието на системата за аварийно охлаждане на активната зона.Оценка влиянието на налягането върху реактивността.
13.	Повишаване концентрацията на борна киселина до ниво съответстващо на положението на VIII група ≈250 cm от долното ниво на активната зона. Измерване диференциалните и интегралните характеристики на органите СУЗ
14.	Изпитания на активната зона при разгряване и постоянна концентрация на борна киселина: а) определяне величината и знака на температурния коефициент на реактивността; б) тариране датчиците за измерване на температурата вI контур и налягането във II контур; в) определяне величината и знака на коефициента на реактивността по налягането.
15.	Експерименти при постоянна концентрация на борната киселина, температура 280˚С и налягане в I контур 160kg/см2
15.1	Проверка симетричността на зареждане на активната зона.
15.2	Измервания по програмата за изпитания на СВРК
15.3	Определяне ефективността на аварийната защита. Проверка скоростта на падане на кластерите.
15.4	Настройка на водо-химичния режим при работна температура
15.5	Тариране на датчици за температура и налягане.
15.6	Определяне топлинните загуби на реактора.
16	Изпитание на активната зона при понижаване концентрацията на борна киселина и постоянна температура на водата в първи контур: а) измерване ефективността на борната киселина при работна температура в I контур; б) измерване диференциалната и интегралната ефективност на групите органи за регулиране при работна температура; в) измерване температурния ефект на реактивността при понижени концентрации на борна киселина и положения на ОР. Настройка на системата за непрекъснат контрол на борна киселина.
17.	Повишаване концентрацията на борна киселина до ниво при което dρ/dT≈0. Измерване диференциалната и интегралната ефективност на органите за регулиране. Измерване ефективността на аварийната защита.
18.	Изпробване на системите за разхлаждане. Разгряване на контура с две, три и четири работещи ГЦП.Определяне топлинните загуби на I контур. Кратковременно повишаване на мощността до 1% от номиналната, определяне на мощностния коефициент на реактивност и тариране на измервателите за неутрона мощност.

1.14.1.8.2 Етап енергиен пуск и усвояване на мощността

Етапът енергиен пуск и усвояване на мощността е изпълняван в съответствие с поетапната програма 87.35.ОБ.00.ПНИ.523 “Програма за енергиен пуск на блок №5 АЕЦ “Козлодуй-III” и се е състоял от следните подетапи:

1. Енергиен пуск на реактора (мощност на реактора 1÷20% от $N_{ном}$);
2. Усвояване на мощност до 50% от $N_{ном}$;
3. Усвояване на мощност до 75% от $N_{ном}$;
4. Усвояване на мощност до 90-100% от $N_{ном}$.

При всеки подетап са изпълнени комплекс от дейности (изпитания, експерименти и др.) в стационарни и нестационарни режими на работа, потвърждаващи възможността за увеличаване на мощността до следващия подетап.

72 часовите изпитания на 5 блок на “АЕЦ Козлодуй” са проведени от 17÷20.09.88г. при номинална мощност и номинални параметри в пълно съответствие с утвърдената програма за ПНИ. С решение на държавната пусково-приемателната комисия от 20.09.1988г. 5 блок на “АЕЦ Козлодуй” е приет в промишлена експлоатация.

Таблица 1.14-2 Списък с основните изпитания и отчетните документи (актове), проведени по време на ЕП на 5 блок АЕЦ”Козлодуй”

№	Наименование на изпитанието	№ на акта
1.	Изпробване предпазните клапани на парогенераторите и БЗОК	05.РЦ.00.600.ЕП
2.	Изследване смесването на потоците в реактора	05.РЦ.YA.256.ГО 05.РЦ.YA/YD.156.ГО 05.РЦ.YA/YD.258.ГО 05.ТЦ.ТХ.676.ОМ
3.	Изследване работата на ЯППУ в режим естествена циркулация на топлоносителя в I контур	05.РЦ.00.625.ЕП
4.	Изследване топлинния баланс на реакторната установка	05.ТИА.00.644.ЕП 05.НПЗ.00.814.ОМ 05.СУЗ.00.774.ОМ 05.НПЗ.00.796.ОМ
5.	Измерване топло-хидравличните характеристики на I контур	05.РЦ.YC.651.ЕП 05.НПЗ.00.825.ОМ
6.	Топло-хидравлично изпитание на шахтовия обем	05.РЦ.00.624.ЕП 05.РЦ.00.789.ОМ
7.	Топло-хидравлично изпитание на горния блок	05.РЦ.00.611.ЕП 05.РЦ.00.787.ОМ 05.РЦ.00.692.ОМ
8.	Измерване температурите и напреженията по оборудването на реакторната установка	05.РЦ.00.660.ЕП 05.РЦ.00.670.ОМ

9.	Настройка и изпитание на регулаторите БРУ-А, БРУ-К, ниво в ПГ, ниво в КО.	05.ТИА.00.730.ОМ 05.ТИА.00.803.ОМ 05.ТИА.00.633.ЕП 05.ТИА.00.791.ОМ 05.ТИА.00.732.ОМ
10.	Настройка и изпитание на регулаторите по I и II контур (освен по т.9)	05.ТИА.00.802.ОМ 05.ТИА.00.629.ЕП 05.ТИА.00.696.ОМ
11.	Настройка и изпитание на СВРК	05.ТИА.00.620.ЕП 05.ТИА.00.721.ОМ 05.ТИА.00.819.ОМ
12.	Тариране на АКНП, проверка диапазона на покритие на ПД-ЕД	05.СУЗ.00.638.ЕП 05.СУЗ.00.700.ОМ 05.СУЗ.00.788.ОМ 05.РЦ.TS.673.ОМ 05.РЦ.TS.674.ОМ
13.	Настройка и изпитание на РОМ, АРМ	05.ТИА.00.577.ФП 05.СУЗ.00.639.ЕП 05.СУЗ.00.728.ОМ 05.СУЗ.00.792.ОМ
14.	Проверка достоверността показанията на КИП	05.СУЗ.00.462.ФП 05.НПЗ.00.796.ОМ 05.ТИА.00.610.ЕП 05.ТИА.00.677.ОМ 05.ТИА.00.786.ОМ
15.	Проверка динамичните характеристики на ГСР	05.ХЦ.00.493.ФП 05.ЕЦ.YP.432.ФП 05.ТЦ.SE.573.ЕП
16.	Проверка на ЕГСР с имитатор. Проверка електронната част на ЕГСР	05.ТИА.00.699.ОМ 05.ТЦ.00.578.ЕП
17.	Настройка на ЕГСР АСУТ-1000	05.ТИА.00.609.ЕП 05.РЦ.YD.184.ГО 05.РЦ.YD.143.ГО 05.ТЦ.00.800.ОМ
18.	Пуск на ТГ, извеждане на номинални обороти, работа на турбината на празен ход	

19.	Проверка вибрационното състояние на турбогенератора на празен ход	05.ЕЦ.YD.271.ГО 05.ТЦ.00.603.ЕП 05.ТЦ.00.790.ОМ
20.	Електрически изпитания на главната електрическа схема на АЕЦ	05.ЕЦ.00.593.ЕП
21.	Включване на генератора в мрежата. Изпитания на системата за възбуждане при увеличаване на натоварването	05.ЕЦ.00.784.ОМ 05.ЕЦ.00.602.ЕП
22.	Проверка съвместната работа на АРМ и ЕГСР при натоварване на турбогенератора	05.ТИА.00.627.ЕП 05.ТИА.00.698.ОМ 05.ТИА.00.801.ОМ
23.	Изпробване на режим обезточване на АЕЦ. Проверка действието на защитите и блокировките. Изследване "въбега" на ГЦП при обезточване на захранващите им секции	05.РЦ.YP.145.ГО 05.РЦ.YP.146.ГО 05.ЕЦ.00.608.ЕП
24.	Проверка методите за изчисляване на топлинната мощност	05.НПЗ.00.814.ОМ 05.СУЗ.00.774.ОМ 05.ТИА.00.644.ЕП
25.	Проверка за съответствие сигналите от датчици СВРК с координатната мрежа на регистриращата апаратура.	05.НПЗ.00.604.ЕП 05.РЦ.00.354.ГО
26.	Настройка на водо-химичния режим на I контур	05.ХЦ.00.618.ЕП 05.ХЦ.00.695.ОМ 05.ХЦ.00.799.ОМ
27.	Настройка на водо-химичния режим на II контур	05.ХЦ.00.619.ЕП 05.ХЦ.00.727.ОМ 05.ХЦ.00.795.ОМ
28.	Изпитание на системата за продувка на ПГ	05.РЦ.00.632.ЕП 05.РЦ.00.804.ОМ
29.	Изследване състоянието на ТОЕ чрез метода на радиационния химически анализ	05.НПЗ.00.731.ОМ 05.НПЗ.00.794.ОМ 05.РБиД.00.601.ЕП
30.	Проверка саморегулирането на реакторната установка и измерване коефициентите на реактивност	05.НПЗ.00.630.ЕП 05.НПЗ.00.666.ЕП 05.НПЗ.00.693.ОМ 05.НПЗ.00.773.ОМ
31.	Измерване диференциалната ефективност на управляващите групи от СУЗ и измерване коефициентите на реактивност	05.НПЗ.00.630.ЕП 05.НПЗ.00.693.ОМ 05.НПЗ.00.773.ОМ
32.	Оценка големината на стационарното отравяне с ксенон	05.НПЗ.00.631.ЕП 05.НПЗ.00.694.ОМ

33.	Изследване на ксеноновите колебания	05.НПЗ.00.816.ОМ
34.	Проверка радиационната обстановка на АЕЦ, изпитание на радиационната защита	05.РБиД.00.478.ФП
35.	Хидродинамични и сепарационни изпитания на парогенераторите	05.ХЦ.00.798.ОМ
36.	Изследване работата на ПГ-I (YB10B01) при понижаване на нивото котлова вода	
37.	Проверка вибрационното състояние на главни паропроводи	05.ТЦ.00.623.ЕП 05.ТЦ.00.664.ЕП 05.ТЦ.00.697.ОМ 05.ТЦ.00.797.ОМ
38.	Настройка ВМПО на СВРК	05.ТИА.00.626.ЕП 05.НПЗ.00.771.ОМ 05.НПЗ.00.783.ОМ
39.	Изпитание на турбоагрегата с мигновено хвърляне на товара до нула (ЕГСР, АРМ, БРУ-К)	05.ТЦ.00.634.ЕП 05.ТЦ.00.815.ОМ
40.	Изследване поведението на ЯППУ и основните регулатори на блока при	
40.1	Постъпково изменение на натоварването от 5÷20% Nном	05.СУЗ.00.764.ОМ 05.ТИА.00.640.ЕП 05.ТИА.00.809.ОМ
40.2	Изключване на едно ГЦП от четири и едно от три работещи	05.РЦ.00.652.ЕП 05.РЦ.00.765.ОМ 05.ТИА.00.810.ОМ
40.3	Изключване на един ТПН от два работещи	05.НПЗ.YC.658.ЕП 05.ТИА.00.766.ОМ
40.4	Хвърляне електрическия товар на турбогенератора до ниво собствени нужди	05.НПЗ.00.663.ЕП 05..ТИА.00.812.ОМ 05.НПЗ.00.663.ЕП 05.РЦ.00.811.ОМ 05.ТИА.00.767.ОМ
40.5	Хвърляне електрическия товар на турбогенератора до ниво празен ход	05.ТЦ.00.815.ОМ 05.ТИА.00.645.ЕП 05.ТИА.00.768.ОМ
40.6	Изключване на една от две работещи групи ПВН, изключване на двете работещи групи ПВН	05.РЦ.00.817.ОМ
40.7	Изключване на една помпа ПОК II степен	05.ТИА.00.769.ОМ 05.ТЦ.00.805.ОМ
40.8	Лъжливо сработване на аварийната защита на реактора	05.РЦ.00.807.ОМ

41.	Изпитание на режимите за планово разхлаждане на блока	05.РЦ.00.670.ОМ
42.	Изследване на нестационарното "отравяне" на реактора с ксенон	
43.	Проверка работата на ФГУ АСУТ-1000	05.НПЗ.00.779.ОМ
44.	Изследване поведението на ЯППУ при лъжливо затваряне на един БЗОК	05.КИП.00.785.ОМ 05.ТИА.00.622.ЕП 05.ТИА.00.722.ОМ
45.	Определяне температурния коефициент на реактивност след отработване на 86 ефективни денонощия	05.ТИА.00.770.ОМ 05.ТИА.00.818.ОМ
46.	Проверка разпределението на енергоотделянето при работа на реактора на 75% Nном, 100% Nном електрическа мощност	05.НПЗ.00.725.ОМ

1.14.1.8.3 ПНР на реактора и свързаното оборудване

В периода на ПНР са проверени параметрите и характеристиките на реактора чрез:

- циркулационна промивка на главния циркулационен контур;
- тестване на реактора с касети-имитатори,
- физически изпитания на активната зона,
- комплексни изпитания при работа на мощност.

Целта на ПНР е била:

- потвърждаване на основните технически характеристики на реактора, сравняване на проектните и действителни характеристики на реактора при номинални параметри;
- откриване на евентуални отклонения в конструкциите или процесите, непредвидени в проекта и влошаващи работоспособността на реактора и съответно реализиране на решения за отстраняване на отклоненията.

Преди началото на ПНР е проверена готовността на реактора и външните системи както следва:

- пълнота на експлоатационната и тестовата документация;
- комплектност на оборудването на реактора (съставни и резервни части);
- наличие на необходимите прибори и системи за измерване.

Пусковите изпитания на реактора са проведени след завършване на монтажа и подготовка на оборудването на реакторната установка за изпитване, а също след завършване на монтажа и въвеждане в действие на всички външни системи, осигуряващи работата на реакторната установка.

Изпитанията на външните системи са проведени следвайки работни програми. Външните системи са изпитани за съответствие на техните параметри с изискванията към тях.

По време на сглобяване и разглобяване на реактора е проверена правилността на монтажа според инструкцията му за експлоатация.

1.14.1.8.4 Проверка на горивните касети и СВРК

Преди ПНР е извършен пълен входен контрол на касетите, резултатите от който показаха годност на всички касети и ОР СУЗ за първото зареждане и експлоатация. Контролируемите параметри (габарити, присъединителни и монтажни размери, външен вид и др.) отговарят на изискванията.

Зареждането на активната зона е извършено в съответствие с картограмата за първото зареждане на активната зона по изискванията на документация (правилно разположение на главите на ТОК, по височина и в план). На етапа на горещата промивка (гореща обкатка) е

направена проверка на системата за термоконтрол, проверка на правилността на функционирането на апаратурата и програмното осигуряване на СВРК в автономен режим.

1.14.1.8.5 Проверка на СУЗ и АКНП

Изпитанията преди въвеждане на СУЗ и АКНП, включват комплекс работи по електрооборудването на СУЗ, АКНП и измерителните канали на АЗ по технологични параметри с цел проверка на работоспособността им, съответствието на техническите условия и осигуряване на пълна готовност за физически и енергетичен пуск на блока.

По време на ПНР на ГЦП са извършени следните изпитания:

- изпробване на ГЦП при провеждане на циркулационна промивка, развъртане и работа на РИ на мощност;
- потвърждаване на основните технически характеристики, а също проверка на изпълнението на функционалните изисквания, предявени от страна на РИ към ГЦП;
- анализ на кривите на развъртане на ГЦП при различен брой работещи и развъртащи се ГЦП.

1.14.1.8.6 ПНР на парогенераторите

Пусково настроечните работи (ПНР) на ПГ са проведени в съответствие с програмата и методиката за изпитания. ПНР са извършени поетапно.

ПНР на система за свежа пара от парогенераторите

За проверка и потвърждаване на проектните функции на системата са проверени:

- работоспособността на арматурата - проверка за правилна настройка на крайните изключватели и сигнализация за положението на запорните органи;
- работоспособността на БРУ-К и БРУ-А - бързодействие на БРУ-К и БРУ-А, работоспособност на веригите на управление от БЩУ и РЩУ;
- работоспособността на БЗОК - отваряне, бързо и бавно затваряне, плътност в затвора, сигнализация на положението;
- определяне на разходните характеристики на БРУ-К и БРУ-А и съответствието им с изискванията на проекта;
- работата на системата в режим на разгряване, разхлаждане и динамични изпитания на блока.

1.14.1.8.7 ПНР на системите за контрол и управление (АСУТП)

Пусковонастроечните работи на АСУТП са проведени в съответствие с изискванията, предвидени в работната документация, инструкциите на производителите, в отрасловите правила за приемането в експлоатация на завършените строителни обекти и др. НТД.

Обемът и условията на пусковонастроечните работи по отделните подсистеми е определен в програмите, разработени за ПНР на 5 и 6 блокове на АЕЦ Козлодуй.

1.14.1.8.8 Изпитания на херметичната обвивка

За проверка и потвърждаване на проектните функции на херметичната обвивка (ХО) са извършени следните комплексни изпитания:

- проверка на херметичността на системата с разреждане (вакуумиране).
- изпробване на системата за якост и херметичност със свръхналягане.

До началото на изпитанията на херметичната обвивка са изпълнени индивидуални (локални) изпробвания на херметичност на заваръчните шевове на херметичната метална облицовка и нейното съединяване с оборудването, влизащо в ХО, а също и на възлите на транспортния, основния и аварийния шлюзове, проходките, локализиращата арматура.

Преди изпитанията на ХО са изпълнени мероприятия по подготовката на оборудването и системите в хермозоната за условията за въздействие на свръхналягане или разреждане, а

също всички други изисквания и мероприятия съгласно програмата за изпробвания на защитната обвивка на реакторната установка.

Вакуумирането на хермозоната е изпълнена чрез изсмукващата ремонтно-аварийна система за вентилация на обвивката с разреждане на въздуха до 0.05МРа (500mm вод. ст.). Преди изпитанията водата от басейна за отлежаване на горивото е дренирана дренирани извън пределите на ХО.

При вакуумиране е направен визуален контрол на херметичността на ХО с определяне на възможните дефекти и неплътности. Дефектите и неплътностите на ХО са отстранени, след което изпитанието е повторено отново.

Изпробването на ХО за херметичност е осъществено със свръхналягане 0.39МРа (4.0kgs/cm2). Повишаването на налягането в хермозоната е извършено чрез подаване на сгъстен въздух от система ТР. Спазени са изискванията за подаване на изсушен и изчистен сгъстен въздух.

1.14.1.8.9 ПНР на дизелгенераторите

Пусковонастроечните работи на технологичното оборудване, електрооборудването, електроапаратурата и апаратура за КИП и А на системите, важни за изпълнение на функциите на дизелгенераторите са извършени в съответствие с изискванията на техническите условия и инструкциите за експлоатация на тези устройства и осигуряват параметрите, указани в проекта на дизелгенераторите (блокировки, защитна апаратура, време на задействане на включвателите и релетата за време и др.).

Осъществено е индивидуално изпробване (72 часово) и настройка на дизелгенераторите в режим на измерване на технологичните параметри.

По време на 72 часовото изпитание на всеки 2 часа са контролирани и записвани в дневник параметрите указани в програмата.

Дизел-генераторите са изпробвани за поемане на стъпаловидно натоварване и работа с номинална мощност.

Заключителният етап от ПНР на дизелгенераторите се явяват комплексните ПНИ на надеждното захранване II категория изпълнени в периода 01.07.87 до 14.07.87г. по време на “студено-горещата” обкатка (разработване).

Обема изпитания съответства на заложения в 87.35.АСУ.00.ПНИ.461 “Програма за изпитания на система за надеждно електрозахранване на II категория. Блок № 5 АЕЦ ”Козлодуй-III” утвърдена на 06.05.87г., резултатите от изпитанието са отчетени с акт №05.ЕЦ.00.248.ГО от 28.07.87г.

Целта на проведените изпитания е да се потвърдят проектните характеристики на дизел-генераторните станции, проверка работоспособността на автоматиката от АСП в планов и авариен режим на разхлаждане, комплексна проверка надеждността на работа на оборудването от системите I и II категория захранване, а също така и механизмите от системите за безопасност при АСП.

Преди ПНИ е изпробвано и подготвено оборудването от системите за безопасност в обем съгласно технологичната необходимост, проведени са комплексни изпитания на електрооборудването от системите с I категория захранване, въведени са в пълен обем защитите, блокировките и сигнализацията на оборудването участващо в изпитанията.

1.14.1.8.10 Изпитания на САОЗ

Преди пускане на блока, по време на ПНР са изпълнени редица изпитания (по програма), целта на които е потвърждаване на съответствието между реалните характеристики на оборудването и проектните.

1.14.1.8.11 ПНР на системата техническа вода за отговорни потребители

За проверка и потвърждаване на проектните функции на системата са проведени:

- изпитания на системата по проектната схема при пробен пуск на оборудването;

- изпитание на системата при работа на блока на номинални параметри;
- изпитание на системата при планово разхлаждане на I-ви контур.

Целта на изпитанията е била проверка на работоспособността на системата и потвърждаване на изискванията на проекта по отношение на:

- проектен разход на техническа вода за потребителите и поддържане на температурен режим на потребителите във всички режими на работа на блока;
- времето за изпразване на резервоарите за авариен запас на техническа вода;
- разхлаждането на реакторната установка и оборудването на първи контур. Индивидуалното изпитание на системата по проектна схема е проведено на етап на ПНР “Изпитание и проверка на системите и оборудването”.

Изпитанията на системата при работа на блока на номинални параметри и при планово разхлаждане на първи контур е проведено при горещата промивка на първи контур.

1.14.1.8.12 ПНР на система за аварийна питателна вода към парогенераторите

По време на пусковонастроечните работи (ПНР) системата е проверена на якост и плътност (програма 44), като при това тя е промита с химически обезсолена вода (програма 250). След завършване на промивките е извършена ревизия и настройка на оборудването и арматурата на системата. Комплексните изпитания на системата са проведени по програма 76.

Извършена е настройка и е въведена в работа сигнализацията за състоянието на помпените агрегати и сигнализацията за положението на арматурата на БЩУ и РЩУ.

1.14.1.8.13 ПНР на системата за аварийно въвеждане на борен разтвор

За проверка и потвърждаване на проектните функции на системата по време на ПНР са проведени изпитания съгласно програма 41.

Програмата регламентира обема, последователността и методиката за провеждане на пуско-настроечните работи по системата за аварийно въвеждане на борен разтвор, критериите за успешност и мерките за безопасност при провеждане на изпитанието.

1.14.1.8.14 ПНР на системата за аварийно въвеждане на борен разтвор

За проверка и потвърждаване на проектните функции на системата по време на ПНР са проведени изпитания съгласно програма 41.

Програмата регламентира обема, последователността и методиката за провеждане на пуско-настроечните работи по системата за аварийно въвеждане на борен разтвор, критериите за успешност и мерките за безопасност при провеждане на изпитанието.

Приемането на блока в експлоатация е извършено след успешното завършване на 72 часовите изпитания. Тези изпитания са извършени съгласно съответната програма.

Програмата за 72-часови изпитания е съставена въз основа на изискванията на договора за строителство като отчита изискванията на Правилника за техническа експлоатация, заводската и експлоатационна документация, специфични за отделните системи и оборудване. 72 часовите изпитания на 5 блок на “АЕЦ Козлодуй” са проведени от 17÷20.09.1988г. при номинална мощност и номинални параметри в пълно съответствие с утвърдената програма.

Програмата е изпълнена след завършване на етапите на усвояване на мощността до 100% и приемане на решение от пусковата комисия за извършване на 72-часови изпитания.

Изпитанията са извършени с цел да се потвърди работоспособността на оборудването и блока като цяло в течение на 72 часа непрекъсната работа при номинална топлинна мощност.

1.14.1.8.15 Провеждане на 72 часови изпитания на блока.

В таблицата 1.14-3 по долу са представени резултатите от 72 часовите изпитания на 5 блок.

Таблица 1.14-3 Резултати от 72-часовите приемни изпитания на блок 5

№	Наименование		Измерителни единици	Номинална стойност (допустимо отклонение)	Фактическа стойност	Заключение
1.	Електрически товар		MW	1000±20	964.72	Съответства
2 .	Топлинна мощност		MW	3000(±60)	2974	съответства
3.	Неутронна мощност		% Nnom	100(±2)	98.65	съответства
4.	Положение на работната група ОР на СУЗ		%	75±5	79	съответства
5.	Разход на пара от всеки ПГ	ПГ-1	t/h	1470(±60)	1447	съответства
		ПГ -2	t/h	1470(±60)	1439	съответства
		ПГ -3	t/h	1470(±60)	1473	съответства
		ПГ -4	t/h	1470(±60)	1460	съответства
6.	Влажност на парата от всеки ПГ	ПГ -1	%	<0.2	0.16	съответства
		ПГ -2	%	<0.2	0.11	
		ПГ -3	%	<0.2	0.14	
		ПГ -4	%	<0.2	0.12	
7.	Ниво на водата във всеки. ПГ	ПГ -1	mm	2450(±50)	2430	съответства
		ПГ -2	mm	2450(±50)	2430	съответства
		ПГ-3	mm	2450(±50)	2410	съответства
		ПГ-4	mm	2450(±50)	2410	съответства
8.	Температура на питателната вода към всеки ПГ	ПГ-1	°C	220(±5)	215.7	съответства
		ПГ-2	°C	220(±5)	215.7	съответства
		ПГ-3	°C	220(±5)	215.7	съответства
		ПГ-4	°C	220(±5)	215.7	съответства
9.	Налягане на парата във всеки ПГ (манометрично)	ПГ-1	kgf/cm2	62(±1)	61.4	съответства
		ПГ-2	kgf/cm2	62(±1)	61.2	съответства
		ПГ -3	kgf/cm2	62(±1)	61.4	съответства
		ПГ -4	kgf/cm2	62(±1)	61.4	съответства
10.	Разход на постоянната продувка от всеки ПГ	ПГ -1	t/h	>7.5	10.1	съответства
		ПГ -2	t/h	>7.5	10.7	съответства
		ПГ-3	t/h	>7.5	9.1	съответства
		ПГ-4	t/h	>7.5	10.2	съответства
11.	Ниво на топлоносителя в КН		mm	8770(±150)	8727	съответства

12.	Температура в парното пространство на КН		°C	346(-5)	344	съответства
13.	Температура на водата в барботажния бак		°C	45(+15) (-15)	29.7	съответства
14.	Ниво на водата в барботажния бак		mm	1770(±100)	1754	съответства
15.	Налягане над активната зона (манометрично)		kgf/cm2	160(±1.5)	158.9	съответства
16.	Температура на изход от касетите		°C	<322	319.4	съответства
17.	Температура на топлоносителя в "студените" участъци от ЦК	№ 1	°C	<288	287.7	съответства
		№ 2	°C	<288	287.5	съответства
		№ 3	°C	<288	287.4	съответства
		№ 4	°C	<288	287.1	съответства
18.	Подгряване на топлоносителя във всеки от ЦК	№ 1	°K	<31.5	30.98	съответства
		№ 2	°K	<31.5	27.5	съответства
		№ 3	°K	<31.5	30.8	съответства
		№ 4	°K	<31.5	27.8	съответства
19.	Разход на топлоносителя през реактора при честота на тока f=50 Hz		m3/h	84 800 (+4000) (-4800)	86 680	съответства
20.	Напор на ГЦП при честота на тока f = 50 Hz	№ 1	kgf/cm2	5.75(±0.25)	5.72	съответства
		№ 2	kgf/cm2	5.75(±0.25)	5.65	съответства
		№ 3	kgf/cm2	5.75(±0.25)	5.72	съответства
		№ 4	kgf/cm2	5.75(±0.25)	5.57	съответства
21.	Температура на подпитъчната вода на първи контур след регенеративния топлообменник		°C	>255	253.9	съответства
22.	Налягане в хермозоната		Kgf/cm2	0.97(±0.09)	0.99	съответства
23.	Температура в хермозоната		°C	45(±15)	39.6	съответства

24.	Активност на водата в система VF10:	преди ТО	Cu/l Bq/m3	< 3.10-10 < 11.103	< 3.10-10 < 11.103	съответства
		след ТО	Cu/l Bq/m3	< 3.10-10 < 11.103	< 3.10-10 < 11.103	съответства
25.	Активност на водата в система VF20:	преди ТО	Cu/l Bq/m3	< 3.10-10 < 11.103	< 3.10-10 < 11.103	съответства
		след ТО	Cu/l Bq/m3	< 3.10-10 < 11.103	< 3.10-10 < 11.103	съответства
26.	Активност на водата в система VF30:	преди ТО	Cu/l Bq/m3	< 3.10-10 < 11.103	< 3.10-10 < 11.103	съответства
		след ТО	Cu/l Bq/m3	< 3.10-10 < 11.103	< 3.10-10 < 11.103	съответства
27.	Активност на топлоносителя на първи контур (по изотопи на J)		Cu/l	< 10-2	< 10-2	съответства
28.	Радиоактивни изхвърляния през вентилационния комин: -РБГ -аерозоли -J131-J136		Cu/ден. Cu/ден. Cu/ден.	< 500 0.015 0.010	< 500 0.015 0.010	съответства съответства съответства
29.	Специфична активност на продувката от ПГ по J131 (при средна спец. активност J131 за всички ПГ <5.10-9 Cu/l)	ПГ-1	Cu/l	< 2. 10-8	< 2. 10-8	съответства
		ПГ-2	Cu/l	< 2. 10-8	< 2. 10-8	съответства
		ПГ-3	Cu/l	< 2. 10-8	< 2. 10-8	съответства
		ПГ-4	Cu/l	< 2. 10-8	< 2. 10-8	съответства
30.	Налягане в главен парен колектор (манометрично)		kgf/cm2	60(±1)	59.87	съответства
31.	Разход на питателна вода след ПВН	група "А"	t/h	3000	2895	съответства
		група "Б"	t/h	3000	2841	съответства
32.	Температура на основния кондензат след ПНН № 4		°C	>149.8	150.8	съответства

33.	Налягане на парата преди СРК на ТГ (манометрично)	№ 1	kgf/cm2	60(±1)	59.3	съответства
		№ 2	kgf/cm2	60(±1)	59.4	съответства
		№ 3	kgf/cm2	60(±1)	59.2	съответства
		№ 4	kgf/cm2	60(±1)	59.7	съответства
34.	Температура на парата след СПП	№ 1	°C	250	254.2	съответства
		№ 2	°C	250	253.8	съответства
		№ 3	°C	250	253.5	съответства
		№4	°C	250	253.3	съответства
35.	Налягане на парата в пароотборите (абсолютно) не повече от:	IПО	kgf/cm2	<30.4	21.55	съответства
		IIПО	kgf/cm2	<19.64	14.61	съответства
		IIIПО kgf/cm2		<12.26	9.46	съответства
		IVПО	kgf/cm2	<6.5	5.11	съответства
		VПО	kgf/cm2	<3.47	1.5	съответства
		VIПО	kgf/cm2	<0.945	0.9	съответства
		VIIПО	kgf/cm2	<0.253	0.18	съответства
36.	Налягане в кондензатора (абсолютно)	№ 1	kgf/cm2	0.04	0.048	съответства
		№ 2	kgf/cm2	0.04	0.041	съответства
		№ 3	kgf/cm2	0.04	0.044	съответства
37.	Температура на циркулационна вода на входа в кондензатора	№ 1	°C	15 (изчисл.)	20	съответства
		№1 д.	°C	15 (изчисл.)	20	съответства
		№2 л.	°C	15 (изчисл.)	20	съответства
		№2 д.	°C	15 (изчисл.)	20	съответства
		№3 л.	°C	15 (изчисл.)	20	съответства
		№3 д.	°C	15 (изчисл.)	20	съответства
38.	Температура на циркулационната вода след кондензатора	№1 л.	°C	25 (изчисл.)	35	съответства
		№1 д.	°C	25 (изчисл.)	35	съответства
		№2 л.	°C	25 (изчисл.)	35	съответства
		№2 д.	°C	25 (изчисл.)	35	съответства
		№3 л.	°C	25 (изчисл.)	35	съответства
		№3 д.	°C	25 (изчисл.)	35	съответства
39.	Налягане в деаератора (манометрично)	№ 1	kgf/cm2	6.0±0.6	6.25	съответства
		№2	kgf/cm2	6.0±0.6	6.25	съответства

40.	Температура на бабита на опорните лагери	№ 1	°C	<100	<100	съответства
		№ 2	°C	<100	<100	съответства
		№3	°C	<100	<100	съответства
		№4	°C	<100	<100	съответства
		№5	°C	<100	<100	съответства
		№6	°C	<100	<100	съответства
		№7	°C	<100	<100	съответства
		№.8	°C	<100	<100	съответства
		№ 9	°C	<100	<100	съответства
		№ 10	°C	<100	<100	съответства
		№ 11	°C	<100	<100	съответства
		№ 12	°C	<100	<100	съответства
41.	Температура на бабита на аксиалния лагер		°C	< 100	< 100	съответства

Списъкът на основните изпитания, проведени при ПНР е представен в таблица 1.14-4 и е както следва:

Таблица 1.14-4 Списък на основните изпитания, проведени при ПНР

№	Наименование на работата, изпитанието, експеримента	Ниво на мощност ($\%N_{ном}$)		
		1÷50	**75**	**90÷100**
1.	Изпробване на ПК на ПГ, БЗОК	+	-	-
2.	Изследване на смесването на потоците от кръговете в реактора	+	-	-
3.	Изследване на работата на РИ в режим на естествена циркулация на топлоносителя в първи контур	+	-	-
4.	Изследване на топлинния баланс на реакторната установка	+	+	+
5.	Измерване на термохидравличните характеристики на първи контур	+	+	+
6.	Термохидравлични изпитания на шахтовия обем	+	+	+
7.	Термохидравлични изпитания на горния блок	+	+	+
8.	Измерване на температурата и напрежението на оборудването на реакторната установка	+	+	+
9.	Настройка и изпитание на регулатори: БРУ-А, БРУ-К, ниво в ПГ	+	+	+
10.	Настройка и изпитание на автоматичните регулатори на блока (освен т.9)	+	+	+
11.	Настройка и изпитание на СВРК	+	+	+

12.	Тарировка на АКНП, проверка на сигналите от диапазоните	+	+	+
13.	Настройка и изпитание на РОМ, АРМ	+	+	+
14.	Проверка на достоверността на показанията на КИП	+	+	+
15.	Проверка на динамичните качества на ХСР	+	-	-
16.	Проверка на ЕХСР	+	-	-
17.	Настройка на ЕХСР и АСУТ-1000	+	+	+
18.	Развъртане на ТГ, излизане на номинални обороти, работа на турбината на празен ход	+	-	-
19.	Проверка на вибрационното състояние на ТГ на празен ход	+	-	-
20.	Електрически изпитания на главната схема	+	-	-
21.	Включване на генератора в мрежата. Изпитание на системата за възбуждане при повишаване на мощността	+	+	+
22.	Проверка на съвместната работа на АРМ и ЕХСР при повишаване на натоварването на ТГ	+	+	+
23.	Изпробване на режима със загуба на външно електрозахранване. Проверка на действието на защитите и блокировките. Проверка на времето на спиране на ГЦП при загуба на електрозахранването на секциите на ГЦП	+	-	-
24.	Проверка на пресмятанията на топлинната мощност чрез СВРК	+	+	+
25.	Проверка на съответствието на сигналите от СВРК, координатната мрежа на регистриращата апаратура	+	-	-
26.	Настройка на ВХР на първи контур	+	+	+
27.	Настройка на ВХР на II контур	+	+	+
28.	Изпитание на системата за продувка на ПГ и СВО-5	+	+	+
29.	Изучаване на състоянието на ТОЕ по метода на радио-химическия анализ	+	+	+
30.	Проверка на саморегулирането на реакторната установка и измерване на коефициента на реактивност	+	+	+
31.	Измерване на диференциалната ефективност на управляващи групи СУЗ и измерване на коефициента на реактивност	+	+	+
32.	Оценка на степента на стационарното отравяне с ксенон	+	+	+
33.	Изследване на ксеноновите колебания	-	+	+

34.	Проверка на радиационната обстановка в АЕЦ, проверка на системата за радиационен контрол, проверка на радиационната обстановка в технологичните помещения.	+	+	+
36.	Изследване на режима на работа на ПГ при понижаване на нивото на водата по II контур	+	-	+
37.	Проверка на вибрациите на главни паропроводи	+	+	+
38.	Настройка на СВРК	+	+	+
39.	Изпитание на турбоагрегата, ЕХСР на турбината, АРМ, БРУ-К при изключване на турбината.	+	-	+
40.	Изследване на поведението на РИ и комплекса основни регулатори на блока при:			
40.1	Стъпаловидно изменяне на натоварването 5-20% $N_{НОМ}$	+	+	+
40.2	Изключване на една от 4-те ГЦП и на една от 3 работещи	+	+	+
40.3	Изключване на една от 2 работещи ТПП	+	+	+
40.4	Изключване на една циркулационна помпа м.з.	-	+	+
40.5	Изключване на една кондензна помпа	-	+	+
40.6	Лъжливо сработване на АЗ	-	-	+
41.	Изпитание на режима на разхлаждане на блока със скорост 30°С/час и ремонтно разхлаждане на блока	+	+	+
42.	Изследване на нестационарното отравяне с ксенон на активната зона	При спиране на блока за ПГР		
43.	Проверка на работата на ФГУ на база АСУТ-1000	По графика за усвояване мощността на блока		

1.14.1.9 Приемане на блока в експлоатация.

Приемането на блока в експлоатация е извършено след успешното завършване на 72 часовите изпитания. Тези изпитания са извършени съгласно съответната програма.

Програмата за 72-часови изпитания е съставена въз основа на изискванията на договора за строителство като отчита изискванията на Правилника за техническа експлоатация, заводската и експлоатационна документация, специфични за отделните системи и оборудване.

Програмата е изпълнена след завършване на етапите на усвояване на мощността до 100% и приемане на решение от пусковата комисия за извършване на 72-часови изпитания.

Изпитанията са извършени с цел да се потвърди работоспособността на оборудването и блока като цяло в течение на 72 часа непрекъсната работа при номинална топлинна мощност.

В процеса на изпитания е извършен визуален контрол на работата на системите и оборудването като се спазват изискванията за безопасност.

По време на изпитанията е извършено систематично наблюдение на радиационната обстановка в помещенията на блока и на територията на АЕЦ. Извършен е контрол на състоянието на активната зона както и на активността на топлоносителя в първи контур

Изпитанията се смятат за успешно проведени ако блока е работил непрекъснато в

течение на 72 часа с номинални параметри, номинален товар и проектни параметри в нормите.

1.14.1.10 Експлоатация

"Експлоатираща организация" е организацията, която е лицензиант или притежател на разрешение по Закона за безопасно използване на ядрената енергия (ЗБИЯЕ). Лицензии за експлоатация на блокове 5 и 6 са издадени на «АЕЦ Козлодуй» ЕАД.

1.14.2 Организационна структура на експлоатиращата организация

“АЕЦ Козлодуй”ЕАД е еднолично акционерно дружество с държавно имущество с едностепенна система на управление в съответствие с Търговския закон. Едноличен собственик на капитала на Дружеството е “Български енергиен холдинг”. Правата на Холдинга като Едноличен собственик на капитала в Дружеството се упражняват от лицето (лицата), което (които) представляват Холдинга в качеството на принципал.

“АЕЦ Козлодуй” ЕАД е експлоатиращ ядрена инсталация, по смисъла на Виенската конвенция за гражданска отговорност за ядрена вреда, която инсталация включва енергийните и ядрени реактори и други съоръжения, разположени на площадката на АЕЦ „Козлодуй”.

„АЕЦ Козлодуй” ЕАД е титуляр на лицензиите и разрешенията и носи основната отговорност за безопасността на ядрените съоръжения по смисъла на Конвенцията за ядрена безопасност, Виенската конвенция за гражданска отговорност при ядрена вреда и на ЗАКОН за безопасно използване на ядрената енергия.

Дружеството осъществява дейността си според общото и специално законодателство на Република България, Устава на дружеството, Правилника за устройство и дейност на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД и останалите нормативни актове на Дружеството.

Дружеството се представлява от Изпълнителен директор, който отговаря за безопасността на ядрените съоръжения, за контрола на цялостната дейност на Дружеството в съответствие с Устава на Дружеството, решенията на Съвета на директорите, действащото законодателство и Правилника за устройство и дейността на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД.

Изпълнителният директор и Заместник Изпълнителният директор като членове на Съвета на директорите организират и отговарят за изпълнението на всички решения на Съвета на директорите и Общото събрание на Дружеството.

Предметът на дейност, функциите и приоритетите на дружеството, структурата и правата и задълженията на ръководителите са описани в Правилник за устройството и дейността на АЕЦ “Козлодуй” ЕАД – ДОД.АЕЦ.ПОД.016.

В този документ се определя политиката на безопасност, с която се дава най-висок приоритет на безопасността пред всички други дейности и се поема ясен ангажимент за непрекъснато подобряване на безопасността.

1.14.2.1 Структура на управление и техническо осигуряване

„ОРГАНИ НА УПРАВЛЕНИЕ НА ДРУЖЕСТВОТО

„АЕЦ Козлодуй” ЕАД се управлява по едностепенна система на управление, като органите на управление са:

- Едноличен собственик на капитала.
- Съвет на директорите (СД).

Едноличният собственик на капитала има всички права на акционер на Дружеството, съгласно закона и Устава на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД. Едноличният собственик на капитала решава всички въпроси, които законът поставя в компетентността на общото събрание на акционерите. В предвидените от закона случаи едноличният собственик на капитала търси и получава от Комисията за енергийно и водно регулиране или друг компетентен регулатор необходимите разрешения или съгласия, ако това е необходимо за упражняване на компетентността му.

Съветът на директорите на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД е постоянно действащ колективен

орган, който управлява и представлява Дружеството. Съветът на директорите избира един или двама от своите членове за изпълнителни членове (изпълнителен/ изпълнителни директор/ и), а останалите са неизпълнителни членове. Съветът на директорите избира измежду членовете си председател, който ръководи и организира работата на Съвета. Изпълнителен член не може да бъде едновременно и председател на Съвета на директорите.

Съветът на директорите на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД контролира изпълнението на главната цел при управлението на Дружеството за безопасно, ефективно и екологично чисто производство на енергия при гарантирано качество и сигурност на доставките, в съответствие с националните и международните норми.

Решенията, които взема Съвета на директорите и правилата за избор на Председател на Съвета на директорите и за вземане на решения, са регламентирани в Устава и Правилника за устройството и дейността на Дружеството.

Изпълнителният директор

Изпълнителният директор управлява и представлява Дружеството в съответствие с Устава на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД. Той организира изпълнението и контролира цялостната дейност на Дружеството в съответствие с действащото законодателство, Устава на Дружеството, Правилник за работа на Съвета на директорите, действащите политики, решенията на Едноличния собственик на капитала, решенията на Съвета на директорите и този Правилник Правилник за устройството и дейността на АЕЦ “Козлодуй” ЕАД – 10.ОУ.00.ПОД.014.

Изпълнителният директор Осигурява прилагането и развитието на система за управление, с която се постига съгласуваност при изпълнение на изискванията за безопасност, здраве, околна среда, сигурност, качество и икономика, и гарантира най-висок приоритет на безопасността и на културата на безопасност през първоначалния проектен период и в периода на дългосрочна експлоатация

Изпълнителният директор провежда политика за оптимизиране и за осигуряване ефективно производство на електрическа и топлинна енергия, с приоритетно спазване на изискванията за безопасност при експлоатацията на ядрените съоръжения и управлението на радиоактивните отпадъци и отработеното ядрено гориво през първоначалния проектен период и в периода на дългосрочна експлоатация.

Изпълнителният директор осъществява оперативно управлението на Дружеството чрез делегиране на правомощия в рамките на организационно-управленската структура.

Отговорностите на организационните подразделения и длъжностните лица в “АЕЦ Козлодуй” ЕАД при експлоатацията на ядрените съоръжения са ясно разпределени и документирани.

Директорите на дирекции, Главните инженери и Ръководителите на управления носят отговорност за изграждане на ефективна организационна структура, осигуряваща изпълнението на възложените функции и за делегиране на права и задължения на подчинения им персонал и отделните подразделения в техните структурни звена.

Персоналът носи отговорност за изпълнение на поставените му задачи в рамките на ограниченията, правата и взаимоотношенията определени в правилниците за организацията и дейността и длъжностните характеристики.

Делегиране на правомощия

Ръководителите на структурните звена имат право да делегират правомощия за изпълнение на функции и задачи, както на персонал на ръководените от тях подразделения, така и на външни организации, изпълняващи техните функции, при което отговорността на ръководителите се запазва.

Принцип на делегиране на правомощия:

- делегирането на правомощия става само в низходящ йерархичен ред;

- делегирането на правомощия не води до снемане отговорността от делегиращия;
- делегирането на правомощия може да се извършва само, ако не противоречи назакона, Устава на Дружеството и други задължителни актове.

Правомощията на ръководителите на структурни звена се определят от правилниците за организацията и дейността на структурните звена и се конкретизират в длъжностните им характеристики

Взаимоотношения

Във всички свои взаимоотношения Дружеството се представлява от изпълнителния директор в съответствие с Устава на дружеството и Правилника за устройството и дейността на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД или от упълномощено по съответния ред от изпълнителния директор лице. Редът за взаимоотношения е описан в Правилниците за организацията и дейността на отделните структурни звена.

Документиране на организационната структура

Организационната структура на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД се документира в:

- Правилника за устройството и дейността на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД;
- Правилниците за организацията и дейността на отделните структурни звена;
- Щатно разписание на длъжностите за всяка календарна година;
- Длъжностни характеристики за всяка длъжност по щатното разписание.

Изменение на организационната структура

Реда за извършване на организационни промени е описан в административна инструкция “Управление на организационните промени в “АЕЦ Козлодуй” ЕАД”.

Организационните промени могат да бъдат промяна в длъжностното щатно разписание или промяна в организационно-управленската структура. Процесът обхваща планирането, изпълнението и контрола за ефективността на извършваните организационни промени.

Не се допуска увеличаване на общия щат на Дружеството, освен ако не са извършени промени в предмета на дейността му съгласно Устава.

Решенията за извършване на организационни промени се вземат от Съвета на директорите на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД. Организационните промени, влияещи върху безопасността се извършват с разрешение на АЯР.

1.14.2.2 Организационни структури на подразделенията

Организационната структура на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД е изградена при спазване на принципите на Правилник за устройството и дейността на АЕЦ “Козлодуй” ЕАД – 10.ОУ.00.ПОД.014:

- Принцип на единоначалието
- Принцип на делегиране на правомощия
- Принцип на йерархия на управлението

Управленските нива се определят в съответствие с указаните принципи по следния начин:

- I управленско ниво – управленски функции по координация, дългосрочно планиране и ръководство за изпълнение на основните цели на Дружеството;
- II управленско ниво – основни производствени и контролни функции при изпълнение на дейностите;
- III управленско ниво – специализирани производствени функции, непосредствен контрол и взаимодействие с всички структурни звена за изпълнение на задачите;
- IV управленско ниво – преки производствени функции и взаимодействие с други структурни звена предимно за изпълнение на задачите.

Организационно-управленската структура е изградена като се отчита важността на производствените функции и се спазват управленските нива:

I управленско ниво

- Изпълнителен директор, заместник изпълнителен директор и директори на дирекции;

II управленско ниво:

- Управления, ръководени от ръководител управление, заместник-ръководител управление, главен счетоводител, заместник-главен счетоводител, началник отдел „Вътрешен одит и превенция на корупцията”;
- Електропроизводство, ръководено от главен инженер.;

III управленско ниво:

- Направления, ръководени от ръководител направление;
- Цехове, ръководени от началник цех, заместник-началник цех;
- Отдели, ръководени от началник отдел;
- Служба „Трудова медицина” (СТМ), ръководена от ръководител СТМ;
- Органи за контрол от вида С - Контролен център „Персонална дозиметрия” (ОКС-КЦ ПД) и Изпитвателен център „Диагностика и контрол” (ОКС-ИЦ ДиК), ръководени от ръководител на орган за контрол.;

IV управленско ниво:

- Сектори, ръководени от ръководител сектори или отговорни счетоводители;
- Дом на енергетика (ДЕ), ръководен от ръководител ДЕ;
- Информационен център (ИЦ), ръководен от ръководител ИЦ;
- Комплекси, ръководени от управители:
- Почивно оздравителен комплекс „Леденика” (ПОК);
- Хотелски комплекс „Истър” (ХК);
- Спортно-оздравителен комплекс (СОК);
- Ваканционно селище „Кранево”.

За осигуряване изпълнението на преки производствени функции в дирекция “Производство” са въведени допълнителни длъжности с управленски функции, съответно:

III управленско ниво – главен технолог, главен механик, главен енергетик, главен конструктор и главен дежурен на АЕЦ (ГДАЕЦ);

IV управленско ниво – дежурен на атомен енергиен блок (ДАЕБ), дежурен инженер на ”Открита разпределителна уредба “(ДИ ОРУ), ръководител група и началник смяна.

Ръководителите от съответните управленски нива провеждат периодични срещи с подчинения им персонал за обсъждане на работа, текущи въпроси,възникнали проблеми, с цел създаване на позитивна среда за докладване на грешки

Дружеството осъществява предмета си на дейност посредством разпределение на функции и задачи между следните структурни звена и подразделения:

1. Дирекция „Безопасност и качество” (БиК);
2. Дирекция „Производство” (П);
3. Дирекция „Управление на ресурса” (УнаР);
4. Дирекция „Икономика и финанси” (ИиФ);
5. Дирекция „Правна и търговска дейност” (ПТД)
6. Дирекция „Персонал и учебно-тренировъчен център” (ПиУТЦ);
7. Управление „Сигурност” (С);
8. Управление „Администрация и контрол” (АиК);

9. Управление „Инвестиции” (И);
10. Отдел „Оценка и подобряване на ефективността” (ОПЕ);
11. Отдел „Автотранспорт” (АТ);
12. Отдел „Киберсигурност” (КС);
13. Отдел „Вътрешен одит” (ВО);
14. Отдел „Превенция на корупцията” (ПК);
15. Отдел „Сигурност на информацията” (СИ);
16. Сектор „Ведомствен технически надзор” (ВТН)

Разпределението на функциите се документира в Правилници за организация и дейност на:

а)структурните звена от първо и второ управленско ниво;

б)структурни звена и подразделения от по-ниско управленско ниво с нормативно обоснована необходимост от представяне пред надзорни, специализирани и други контролни органи, или се изисква одобряване от тях;

в)структурни звена и подразделения пряко свързани с производството на електроенергия и/или с общостанционно значение – Електропроизводство-2 и направления „Експлоатация” и „Ремонт” в Електропроизводство-2 (ЕП-2); управление „Ядрено-горивен цикъл”, управление „Общостанционни съоръжения” и управление „Информационни и комуникационни технологии”;

г)структурни звена и подразделения на пряко подчинение на изпълнителния директор и на заместник-изпълнителния директор.

Ръководителите от всички нива на управление осигуряват разпределение на задълженията на персонала за изпълнение на възложените на звеното функции и задачи в съответствие с щатното разписание и чрез длъжностни характеристики.

Дирекция “Безопасност и качество”

Дирекция “Безопасност и качество” е структурно звено с основна функция независим контрол, методическо ръководство и координиране за осигуряване и поддържане на безопасността и системата за управление в Дружеството в съответствие с изискванията на общото и специалното законодателство по отношение на използването на ядрената енергия, както и развитието на тези изисквания с цел повишаване културата на безопасност в условия на ДСЕ на ЯС.

Дирекция „Безопасност и качество” се ръководи от директор „Безопасност и качество”, който е пряко подчинен на изпълнителния директор.

При отсъствие на директор БиК функциите му се изпълняват от ръководител управление „Безопасност” или от друго длъжностно лице, на основание писмена заповед на изпълнителния директор.

Дирекция “Безопасност и качество” реализира изпълнението на функциите си с изградените на функционален признак структурни звена:

1.Управление „Безопасност” (Б);

2.Управление „Качество” (К);

3.Орган за контрол от вида С - Изпитвателен център „Диагностика и контрол” (ОКС-ИЦ ДиК);

4.Орган за контрол от вида С — Контролен център „Персонална дозиметрия” (ОКС-КЦ ПД).

В своята дейност по всички въпроси, свързани с културата на безопасност, директор

БиК се подпомага от „Съвет по култура на безопасност”.

В своята дейност по всички въпроси, свързани с осигуряване и организиране на дейностите по квалификация на безразрушителния контрол на основния метал и заваръчните съединения на КСК, важни за безопасността, директор БиК се подпомага от Квалификационен център за безразрушителен контрол (КЦБК).

Дирекция “Производство”

Дирекция “Производство” е е структурно звено с функции по общо ръководство, управление на процесите и реализиране на дейностите свързани с производството на електрическа и топлинна енергия от ядрено гориво, осигуряване на разполагаема мощност и управление на ядрено горивен-цикъл през първоначалния проектен период и в периода на дългосрочна експлоатация; поддържане и ремонт на производствени електроенергийни системи, съоръжения, оборудване и строителни конструкции.

Дирекция “Производство” се ръководи от директор “Производство”, който е подчинен на заместник изпълнителния директор.

При отсъствие на директор „Производство” функциите му се изпълняват от ръководител управление „Общостанционни съоръжения” или от друго длъжностно лице, на основание писмена заповед на изпълнителния директор.

Дирекция "Производство” осъществява оперативната експлоатация на ядрените съоръжения в съответствие с изискванията за безопасна експлоатация, определени в технологичните регламенти и условията на лицензи, разрешения и предписания на АЯР.

Дирекция “Производство” реализира функциите си с изградените по функционален признак структурни звена:

1. Електропроизводство-2 (ЕП-2);
2. Управление „Ядрено-горивен цикъл” (ЯГЦ);
3. Управление „Общостанционни съоръжения” (ОСС);
4. Управление „Информационна и комуникационна техника” (ИКТ).

Разпределението на функциите и задачите между отделните структурни звена и организационно-управленската структура на Дирекция “Производство” са определени в нейния Правилник за организация и дейност.

В своята дейност по всички въпроси, свързани с подобряването и развитието на системата за обратна връзка от експлоатационния опит (ЕО) в “АЕЦ Козлодуй” ЕАД,Директор “Производство” се подпомага от “Съвет по Експлоатационен опит”.

Дирекция “Икономика и финанси” е структурно звено с функции по управление на финансовите и материалните ресурси на дружеството и поддържане на доброто икономическо състояние на Дружеството**.**

Дирекция “Икономика и финанси” (ИиФ) се ръководи от директор “Икономика и финанси”, който е подчинен на Заместник изпълнителния директор.

При отсъствие на директор ИиФ функциите му се изпълняват от главен счетоводител или от друго длъжностно лице, на основание писмена заповед на изпълнителния директор.

Дирекция “Икономика и финанси“ реализира изпълнението на функциите си с изградените по функционален признак структурни звена:

1. Упрвление „Счетоводство”;
2. Управление „Финансови ресурси” (ФР);
3. Управление „Допълнителни стопански дейности” (ДСД);
4. Отдел „Логистика на запасите” (ЛЗ).).

Разпределението на функциите и задачите между отделните структурни звена и организационно-управленската структура на дирекция “Икономика и финанси” са определени в нейния Правилник за организация и дейност.

Дирекция “Управление на ресурса”

Дирекция „Управление на ресурса” е структурно звено с основни функции по управление на стареенето на КСК в условията на дългосрочна експлоатация на енергоблоковете; поддържане проекта на 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй” в съответствие с действащите нормативни изисквания, с първоначалния проект и реалната конфигурация на технологичните системи и оборудването; организиране и провеждане на международни мисии и проверки.

Дирекция „Управление на ресурса” (УнаР) се ръководи от директор „Управление на ресурса”, който е подчинен на заместник-изпълнителния директор.

При отсъствието на директор УнаР функциите му се изпълняват от ръководител управление „Инженерно осигуряване” или от друго длъжностно лице, на основание писмена заповед на изпълнителния директор.

Дирекция „Управление на ресурса” реализира функциите си с изградени по функционален признак структурни звена:

1. Управление „Инженерно осигуряване” (ИО);
2. Управление „Дългосрочна експлоатация и ресурс” (ДСЕиР).

Разпределението на функциите и задачите между отделните структурни звена и организационно-управленската структура на дирекция “Развитие и модернизации” са определени в нейния Правилник за организация и дейност.

Дирекция „Правна и търговска дейност”

Дирекция „Правна и търговска дейност” е структурно звено с функции за осигуряване на цялостното правно обслужване на Дружеството; осигуряване с правни средства законосъобразното изпълнение на дейностите на Дружеството, както и възлагането на доставки, услуги и строителство по реда на ЗОП и сключването на договорите в Дружеството; изпълнение на търговските процедури за продажба на електрическа енергия в съответствие с действащата нормативна уредба за електроенергийния пазар.

Дирекция „Правна и търговска дейност” се ръководи от директор „Правна и търговска дейност”, който е пряко подчинен на изпълнителния директор.

При отсъствие на директор „Правна и търговска дейност” функциите му се изпълняват от ръководител управление „Правно” или от друго длъжностно лице, на основание писмена заповед на изпълнителния директор.

Дирекция „Правна и търговска дейност” реализира функциите си с изградени по функционален признак структурни звена:

1. Управление „Правно”;
2. Управление „Търговско”
3. Управление „Планиране и продажби”
4. Група „Комплексна проверка и контрол”

Разпределението на функциите и задачите между отделните структурни звена в Дирекция „Правна и търговска дейност” и организационно-управленската структура са определени в нейния Правилник за организация и дейност.

Дирекция „Персонал и учебно-тренировъчен център”

Дирекция „Персонал и учебно-тренировъчен център” е структурно звено с основни

функции свързани с организация, изпълнение, анализ и контрол на дейности от процеса по управление на човешките ресурси, както следва – планиране, подбор, обучение, оценка на трудовото изпълнение, кариерно развитие и мотивация и управление на знанията, и осъществяване взаимоотношенията с учебни заведения и образователни институции.

Дирекция „Персонал и учебно-тренировъчен център” се ръководи от директор „Персонал и учебно-тренировъчен център”, който е пряко подчинен на заместник-изпълнителния директор.

При отсъствие на директор „Персонал и учебно-тренировъчен център” функциите му се изпълняват от ръководител управление „Учебно-тренировъчен център” или от друго длъжностно лице, на основание писмена заповед на изпълнителния директор.

Дирекция „Персонал и учебно-тренировъчен център” реализира функциите си с изградени по функционален признак структурни звена:

1. Управление „Персонал”;
2. Управление „Учебно-тренировъчен център”;
3. Сектор „Осигуряване и контрол”;

Разпределението на функциите и задачите между отделните структурни звена в Дирекция „Персонал и учебно-тренировъчен център” и организационно-управленската структура са определени в нейния Правилник за организация и дейност

Управление „Администрация и контрол” (АиК)

Управление „Администрация и контрол” (АиК) е структурно звено с функция по осъществяване на трудовите взаимоотношения между персонала и работодателя, здравно, административно, културно и протоколно обслужване на структурните звена в Дружеството, управление на вътрешната и външната комуникация.

Управление „Администрация и контрол” се ръководи от ръководител управление АиК, който е пряко подчинен на изпълнителния директор.

Управление АиК има специфични функции по организация на специализирани профилактични прегледи в обем на нормативните изисквания за служби трудова медицина, медицинско обслужване и контрол здравословното състояние, съгласно изискванията и условията за работа в среда с йонизиращи лъчения (СЙЛ).

При отсъствие на ръководител управление „Администрация и контрол” функциите му се изпълняват от началник отдел „Управление на трудовите отношения” (УТО) или друго длъжностно лице, определено с писмена заповед на изпълнителния директор.

Управление „Администрация и контрол” реализира функциите си с изградени по функционален признак подразделения:

1. Отдел „Управление на трудовите отношения” (УТО);
2. Отдел „Организация на международни дейности и протокол” (ОМДП);
3. Служба трудова медицина (СТМ);
4. Сектор „Връзки с обществеността”;
5. Информационен център;
6. Сектор „Административно обслужване и централен архив” (АОиЦА);
7. Дом на енергетика;
8. Експерти на пряко подчинение на ръководител управление АиК

Управление „Сигурност”

Управление „Сигурност” е структурно звено с основна функция по ефективно

предотвратяване, откриване и прекратяване на неправомерни въздействия и посегателства върху ядрения материал, ядрените съоръжения и радиоактивните вещества; връщане на неправомерно придобит ядрен или друг радиоактивен материал и намаляване последствията от извършен саботаж.

Управление „Сигурност” се ръководи от ръководител управление „Сигурност”, който е пряко подчинен на изпълнителния директор.

При отсъствие на ръководител управление „Сигурност” функциите му се изпълняват от началник отдел „Ядрена сигурност” или друго длъжностно лице, на основание писмена заповед на изпълнителния директор.

Управление „Сигурност” реализира функциите си с изградени по функционален признак подразделения:

1. Отдел „Ядрена сигурност” (ЯС);
2. Отдел „Експлоатация на технически системи за сигурност” (ЕТСС);
3. Отдел „Поддръжка на технически системи за сигурност” (ПТСС).

Управление „Инвестиции”

Управление „Инвестиции” е структурно звено с основна функция по управление на Инвестиционната програма на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД, организиране на реализацията на мероприятия от Ремонтната програма за обектите извън ЕП-2 и изпълнение на мерки за енергийна ефективност на Дружеството.

Управление „Инвестиции” се ръководи от ръководител управление „Инвестиции”, който е пряко подчинен на заместник-изпълнителния директор.

При отсъствие на ръководител управление „Инвестиции” функциите му се изпълняват от началник отдел „Инвеститорски контрол” или друго длъжностно лице, на основание писмена заповед на изпълнителния директор.

Управление „Инвестиции” реализира функциите си с изградени по функционален подразделения:

1. Отдел „Инвеститорски контрол” (ИК);
2. Отдел „Реализация на инвестиционните проекти” (РИП);
3. Отдел „Планиране, ценови контрол и анализ” (ПЦКА);
4. Отдел „Осигуряване на инвестиционната и ремонтната дейност” (ОИРД).

Отдел „Оценка и подобряване на ефективността”

Отдел „Оценка и подобряване на ефективността” е структурно звено с функция мониторинг на изпълняваните дейности, анализ и оценка на тенденциите в работата на централата с цел подобряване на ефективността.

Отдел “Оценка и подобряване на ефективността” се ръководи от началник отдел ОПЕ, който е пряко подчинен на заместник-изпълнителния директор.

При отсъствие на началник отдел ОПЕ функциите му се изпълняват от ръководител сектор „Самооценка и мониторинг на резултатите” или друго длъжностно лице, определено с писмена заповед на изпълнителния директор.

Отдел Оценка и подобряване на ефективността” реализира функциите си с изградени по функционален признак подразделения:

1. Сектор „Експлоатационен опит” (ЕО);
2. Сектор „Самооценка и мониторинг на резултатите” (СиМР);
3. Сектор „Координация и контрол на задачите” (ККЗ).

Отдел „Автотранспорт”

Отдел „Автотранспорт” е структурно звено с основна функция транспортиране на работници, оборудване, резервни части, материали и осигуряване на товаро-разтоварните дейности със специализирана техника, в съответствие с технологичните необходимости на структурните звена в Дружеството.

Отдел “Автотранспорт” се ръководи от началник отдел, който е пряко подчинен на заместник-изпълнителния директор.

При отсъствие на началник отдел АТ функциите му се изпълняват от ръководител сектор ЛТ или друго длъжностно лице, определено с писмена заповед на изпълнителния директор.

Отдел „Автотранспорт” реализира функциите си с изградени по функционален признак подразделения:

1. Сектор „Лекотоварен транспорт” (ЛТ);
2. Сектор „Специализиран транспорт” (СТ);
3. Сектор „Планиране и контрол” (ПиК)

Отдел „Киберсигурност”

Отдел „Киберсигурност” е структурно звено с функция по осъществяване организацията, управлението и контрола на киберсигурността, включително дейности и проекти по киберотбрана и по противодействие на киберпрестъпността; определяне на необходимите мерки за постигане на високо ниво на мрежова и информационна сигурност.

Отдел “Киберсигурност” се ръководи от началник отдел КС, който е пряко подчинен на изпълнителния директор.

При отсъствие на началник отдел „Киберсигурност” функциите му се изпълняват от главен експерт „Киберсигурност” или друго длъжностно лице, определено с писмена заповед на изпълнителния директор.

Отдел „Вътрешен одит” (ВО)

Отдел „Вътрешен одит” (ВО) е структурно звено с основна функция вътрешен одит на финансовото управление и контрол в Дружеството в съответствие с изискванията на ЗВОПС и международните стандарти за професионална практика по вътрешен одит.

Отдел „Вътрешен одит” се ръководи от началник отдел, който е на пряко подчинение на изпълнителния директор.

При отсъствие на началник отдел ВО функциите му се изпълняват от главен вътрешен одитор, или от друго длъжностно лице на основание писмена заповед на изпълнителния директор.

Отдел „Превенция на корупцията” (ПК)

Отдел „Превенция на корупцията” (ПК) е структурно звено с основна функция по превенция, разкриване, противодействие и предотвратяване на корупционни практики.

Отдел „Превенция на корупцията” се ръководи от началник отдел, който е на пряко подчинение на изпълнителния директор.

При отсъствие на началник отдел ПК функциите му се изпълняват от главен експерт, или от друго длъжностно лице на основание писмена заповед на изпълнителния директор.

Отдел „Сигурност на информацията”

Отдел „Сигурност на информацията” е подразделение на пряко подчинение на

изпълнителния директор с основна функция изпълнение на нормативните изисквания по сигурността на информацията.

Отдел „Сигурност на информацията” (СИ) се ръководи от началник отдел „Сигурност на информацията” пряко подчинен на изпълнителния директор.

При отсъствие на началник отдел „Сигурност на информацията”, функциите му се изпълняват от главен експерт по сигурност на информацията или друго длъжностно лице, определено с писмена заповед на изпълнителния директор.

Сектор „Ведомствен технически надзор” (ВТН)

Сектор „Ведомствен технически надзор” (ВТН) е подразделение на пряко подчинение на изпълнителния директор с основна функция ведомствен технически надзор на оборудване, тръбопроводи и съоръжения с повишена опасност.

Сектор „Ведомствен технически надзор” се ръководи от ръководител сектор „Ведомствен технически надзор”, подчинен пряко на изпълнителния директор.

При отсъствие на ръководител сектор „Ведомствен технически надзор”, функциите му се изпълняват от главен инспектор ведомствен технически надзор или друго длъжностно лице, определено с писмена заповед на изпълнителния директор.

Организационно-управленска структура на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД

1.14.2.3 Квалификация на персонала

Експлоатацията на АЕЦ се осъществява от достатъчен по количество и квалификация персонал, който познава и разбира проектните основи, анализите на безопасността, проектните и експлоатационните документи на енергийните блокове за всички експлоатационни състояния и аварийни условия.

Изискванията за квалификация на всяка длъжност са описани в длъжностната характеристика за длъжността.

Изискванията за заемане на длъжността, както и основните функции и задължения, права и отговорности се определят в длъжностната характеристика за всяка длъжност. Изискванията и отговорностите по отношение съдържанието, реда за изготвяне, периодичната проверка, актуализацията и въвеждането в действие на длъжностните характеристики са описани в административна инструкция “Разработване и актуализиране на длъжностни характеристики”. За длъжностите, подлежащи на лицензиране в АЯР, длъжностните характеристики се проверяват от Директор “Б и К” по отношение на съответствието на изискванията за правоспособност и функциите, свързани с безопасната експлоатация на ядреното съоръжение или ИЙЛ, с нормативните изисквания на АЯР. Екземпляр от длъжностните характеристики за лицензионните длъжности се съхранява в АЯР.

Дейностите в ядрени съоръжения, свързани с осигуряване или контрол на ядрената безопасност и радиационната защита, се извършват от квалифицирани лица, които имат удостоверения за правоспособност, издадени по реда на наредбата за условията и реда за придобиване на професионална квалификация и за реда за издаване на лицензии за специализирано обучение и на удостоверения за правоспособност за използване на ядрената енергия.

Длъжностите, за които се изисква удостоверение за правоспособност са определени в приложение към същата наредба и за Електропроизводство-2 са:

Длъжности, които се изисква удостоверение за правоспособност

№	Длъжност
Висш ръководен персонал	
1.	Директор „Безопасност и качество”
2.	Директор „Производство”
3.	Ръководител управление „Безопасност”
4.	Директор „Управление на ресурса”
5.	Ръководител управление „Инженерно осигуряване”
6.	Ръководител управление „Ядрено-горивен цикъл”
7.	Началник отдел „Реакторно-физични технологии”
8.	Ръководител сектор „Ядрено-технологичен контрол”
9.	Ръководител сектор „Ядрено гориво и презареждане”
10.	Началник отдел „Ядрена безопасност”
11.	Началник отдел „Аварийна готовност”
12.	Началник отдел „Радиационна защита и радиоактивни отпадъци”

№	Длъжност
13.	Ръководител сектор „Радиационна защита”
Ръко**воден персонал на ЕП-2**	
1.	Главен инженер ЕП-2
2.	Р-л направление "Експлоатация"
3.	Главен технолог ОЕД
4.	Главен технолог експлоатация
5.	Р-л направление "Ремонт"
Оперативен персонал	
1.	ГДАЕЦ
2.	ДАЕБ
3.	ИСУР
4.	Контролиращ физик

Всички лица, заемащи лицензионни длъжности, отговарят на изискванията за степен на образование и трудов стаж и да притежават документи за правоспособност, съгласно изискванията на АЯР.

За останалия оперативен персонал се изисква средно професионално образование.

1.14.2.4 Изискваната минималната образователна Консултативни органи (съвети/комитети по безопасност)

Във връзка с прилагането на концепцията на дълбокоешелонираната защита чрез система от технически и организационни мерки от най-високо ниво, ниво 1, предотвратяване на очакваните експлоатационни събития, съгласно Наредба за осигуряване на безопасността на ядрените централи, чл. 4, ал. 2, т. г до т. ж, към различните нива от управленската структура на АЕЦ „Козлодуй“ са създадени консултативни органи, както следва:

- Съвет “Безопасност и качество” (СБК)
- Съветът по безопасност (СБ) в “ЕП-2”
- Съветът по култура на безопасност (СКБ)
- Комитет по условията на труд
- Съвет за прилагане на принципа ALARA
- Съвет за експлоационен опит
- Експертен технически съвет
- Съвет по обучение и квалификация

1.14.2.5 Оперативна експлоатация на АЕЦ

Оперативното управление в “АЕЦ Козлодуй”ЕАД се осъществява в рамките на дирекция “Производство”.

Съгласно “Правилник за устройството и дейността на “АЕЦ Козлодуй”ЕАД”, дирекция “Производство” реализира изпълнението на функциите си със следните структурни звена, изградени по функционален признак:

- Електропроизводство-2 (ЕП-2);
- Управление „Ядрено-горивен цикъл” (ЯГЦ);
- Управление „Общостанционни съоръжения” (ОСС);
- Управление „Информационна и комуникационна техника” (ИКТ);

Пети и шести блок на АЕЦ “Козлодуй”ЕАД са в състава на Електропроизводство – 2 (ЕП-2). Електропроизводство – 2 е поделение на АЕЦ “Козлодуй”, обособено за производство на ел. енергия от два блока с реактори ВВЕР-1000 и осъществява дейности по експлоатация, ремонт, поддръжка и инженерно осигуряване на блокове 5 и 6. Всички въпроси, свързани с организацията, статута, правата, задълженията, отговорностите, задачите, функциите, управлението и взаимоотношенията с останалите структурни звена на АЕЦ “Козлодуй”ЕАД се уреждат с “Правилник за организацията и дейността на ЕП- 2.

ЕП– 2 се ръководи от Главен инженер, който на основание делегираните му правомощия, изпълнява функциите по управление на персонала и ръководство на всички основни дейности в ЕП-2.

Сменният оперативен персонал осъществява непрекъснат контрол на състоянието на оборудването и съоръженията при експлоатацията им и при извършването на работи, оказващи влияние върху състоянието и експлоатацията на оборудването и съоръженията.

Структурата на оперативна експлоатация в смените е изградена на блочен принцип в съответствие с регламента за безопасна експлоатация за съответния енергоблок, инструкциите за нормална експлоатация и инструкциите за ликвидиране на аварии.

Разпределението на задълженията на персонала за изпълнение на функциите и задачите се указва в съответните Правилници за организация и дейност и длъжностни характеристики.

1.14.2.6 Оперативни взаимоотношения в “АЕЦ Козлодуй” ЕАД

Оперативните взаимоотношения между оперативния персонал на обектите на АЕЦ "Козлодуй" се регламентират в инструкция за оперативни взаимоотношения и длъжностните инструкции.

Оперативното управление на електроенергийната система се осъществява от Централно диспечерско управление (ЦДУ) чрез Териториални диспечерски управления (ТДУ).

АЕЦ “Козлодуй” е на пряко оперативно подчинение на ТДУ “Север”, гр.Плевен.

Оперативните взаимоотношения в електроенергийната система са регламентирани в НАРЕДБА № РД-16-57 за дейността на операторите на електроенергийната система и на разпределителните мрежи, както и на оперативния дежурен персонал от електроенергийните обекти и електрическите уредби на потребителите.

ГДАЕЦ ЕП-2 е висш оперативен ръководител на смяната в ЕП2.

ГДАЕЦ ЕП-2 осъществява пряко и чрез подчинения му персонал управление на целия технологичен процес на съоръженията в електропроизводственото предприятие ЕП-2.

Административен ръководител на ГДАЕЦ ЕП-2 е Главен технолог “ОЕД” за ЕП-2.

По отношение на всички свои действия, които влияят на режима на работа на ЕЕС - пускане/спиране на блок; промяна на мощността; промяна на състоянието на оборудване, подконтролно на ЦДУ/ТДУ, той е оперативно подчинен на Дежурен диспечер в ТДУ “Север” – гр.Плевен.

ГДАЕЦ ЕП-2 осъществява контрола и управлението на блоковете чрез Дежурен на атомен енергиен блок (ДАЕБ).

ГДАЕЦ ЕП-2 осъществява контрола и управлението на общостанционните съоръжения чрез началник смените (по тип оборудване) в ЕП2.

В оперативна подчиненост на ГДАЕЦ ЕП-2 се намират всички съоръжения на територията на ЕП2.

Фигура 1.14.2.6 - 1 Оперативни взаимоотношения в "АЕЦ Козлодуй" ЕАД

Оперативни взаимоотношения при ликвидиране на аварии.

Оперативен ръководител по ликвидиране на авариите в електроенергийната система (ЕЕС) е Дежурния диспечер в ЦДУ. Диспечер ЦДУ извършва пряко управление на енергийните мощности в системата, като разпорежданията му са задължителни за изпълнение от ГДАЕЦ/ ДАЕБ 5/6 блок / ДИОРУ.

Оперативен ръководител по ликвидиране на аварии в електропроизводственото предприятие е ГДАЕЦ - Главен дежурен на атомна електроцентрала, който е висшия оперативен ръководител на смяната. ГДАЕЦ е отговорен за класифициране и активиране на Аварийния план. При въвеждане в действие на Аварийния план, ГДАЕЦ се явява ръководител на аварийните работи до поемането на ръководството от Ръководителя на аварийните работи (РАР) в центъра за управление на авариите (ЦУА).

При активиране на аварийния план, персоналът на външните организации на площадката на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД изпълняват разпорежданията на ГДАЕЦ/РАР.

При активиране на аварийните планове на поделенията на ДП РАО и достигане на критерии за активиране на Аварийния план на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД, те преминават на подчинение на ГДАЕЦ/РАР.

С активиране на Аварийния план в „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД се въвежда аварийна организация.

Аварийната организация се базира на предварително организирано и непрекъснато поддържано аварийно дежурство на щатния персонал на „АЕЦ Козлодуй“ ЕАД.

При активиране на Аварийния план (АП), аварийните екипи получават статут на „аварийни работници“. Конкретните задължения на длъжностите по Аварийния план и реда за изпълнението им се регламентират в отделни инструкции и процедури. Тази документация се разпространява и поддържа по работните места, които заема персоналът на аварийните екипи след активиране на Аварийния план (АП),

След сформиране на групата за ръководство (ГР) в ЦУА, РАР поема ръководството от ГДАЕЦ. Групата за ръководство е подчинена на РАР. В зависимост от длъжността по АП, членовете на ГР и аварийните работници се разполагат на работните места – БЩУ/РЩУ, ЩУ ОРУ, командна зала на БПС и ЦУА.

1.14.2.7 Подготовка на персонала

Осигуряването на необходимият квалифициран персонал със съответното ниво при спазване на изискванията, свързани с безопасността на ядрените съоръжения, е задача с приоритет следващ веднага след осигуряване на достатъчно средства за поддържане на безопасността през целия срок на експлоатация на ядрените съоръжения и извеждането им от експлоатация.

Отговорност за квалификацията на персонала и осигуряване на изискваното обучение носи изпълнителния директор на АЕЦ. Той делегира пълномощия, свързани с реализиране на тази отговорност на ръководителите на структурните подразделения в централата.

Учебно-тренировъчният процес ефективно се поддържа от организационната система на централата. Мениджърите, преките ръководители и координаторите по обучението от всички организационни нива имат дефинирани отговорности и пълномощия, свързани с определянето на изискванията към квалификацията, нуждите от обучение, заявяването и планирането на обучението.

Изпълнителен орган на системата е Дирекция “Персонал и Учебно-тренировъчен център” (“ПиУТЦ”).

Учебно-тренировъчният процес започва от момента на сключване на трудовия договор на кандидата с “АЕЦ Козлодуй” и продължава до приключване на трудовите правоотношения.

Процесът включва различни етапи или видове подготовка в зависимост от предназначението и изискванията към тях (цели, обхват, повторяемост, форми и условия на

реализиране).

Етапите на процеса в последователността на тяхното реализиране са както следва:

- Първоначална подготовка;
- Първоначални изпити по безопасност пред ВИК;
- Изпити за допускане до самостоятелна работа пред ВИК и КИК;
- Периодична и инзвънредна подготовка;
- Периодични/извънредни изпити по безопасност и за потвърждаване на квалификацията/правоспособността пред ВИК и КИК;
- Преподготовка;
- Изпити по безопасност и за допускане до самостоятелна работа пред ВИК и КИК.

Формите на провеждане на обучението са теоретично, практическо, симулаторно и провеждане на инструктажи.

Учебните програми се изготвят за длъжност и работно място (подразделение, структурно звено). Програмите се разработват на базата на необходимите знания и умения, изисквани от персонала за изпълнение на възложените му функции и изискванията на длъжностните характеристики. Входните данни за разработване на учебните програми са резултатите от извършвания анализ на нуждите от специализирано обучение, който се извършва от специалисти от у-е “П и УТЦ” и специалисти от производственото подразделение, в което е съответната длъжност.

Съгласно системата за обучение и квалификация на персонала на АЕЦ “Козлодуй” ЕАД оперативният персонал на БЩУ (ИСУР, ДАЕБ и СОУТ), както и ГДАЕЦ преминават задължително обучение на пълномащабен симулатор, копие на енергоблок на АЕЦ.

Персоналът на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД подлежи на първоначални, периодични и извънредни изпити пред ведомствени изпитни комисии.

Изпитите за потвърждаване на изискваната квалификация в определена област в съответствие с действащи в “АЕЦ Козлодуй” нормативни и ведомствени документи се провеждат от ведомствени изпитни комисии, сформирани по области (ВИК по БТ/РЗ/ЯБ/ТН/ТЕ).

Длъжностите, видовете изпити и периодичността на изпитите пред ВИК по БТ/РЗ/ЯБ/ТН/ТЕ са определени в “Списък на длъжностите, подлежащи на проверка на знанията, видове изпити и периодичност на изпитите пред ВИК”.

В съответствие с чл.64, ал.2, т.1, буква а) от ЗБИЯЕ за определени длъжности се изисква признаване на правоспособност от Квалификационна изпитна комисия (КИК) на АЯР (за “АЕЦ Козлодуй” ЕАД това е персоналът от група А).

Допускането до самостоятелна работа става след успешно положени изпити пред ВИК или ВИК и КИК (за длъжностите, за които се изисква правоспособност), а за оперативния персонал – и след успешно дублиране.

1.14.2.8 Инструкции

Разработване на инструкции:

АЕЦ поддържа следните видове документи:

- организационни документи;
- предели и условия за безопасна експлоатация;
- експлоатационни инструкции, процедури за ремонт, техническо обслужване, изпитвания и надзор на компонентите и системите, важни за безопасността;
- инструкции за действие на персонала в случай на авария и вътрешен авариен план на АЕЦ.
- проектни документи, отчетни документи и анализи;
- документи от системата за осигуряване на качеството, в това число и за контрол на измененията.

Ръководството на АЕЦ осигурява разработване и актуализиране на тези документи.

Тези документи се контролират и подлежат на непрекъсната актуализация за да отразяват действителното състояние и изменението на изискванията с цел повишаване на безопасността.

1.14.2.9 Техническо обслужване и ремонт

В АЕЦ “Козлодуй” ЕАД, ЕП-2 са разработени планове и програми за ремонт, техническо обслужване, изпитвания, инспектиране и контрол, насочени към поддържане на работоспособността и надеждната работа на оборудването и системите.

Плановите периодични ремонти на оборудването, в зависимост от периодичността и обема се разделят на:

основни ремонти - ОР

средни ремонти - СР

текущи ремонти - ТР

Обемът дейности за всеки вид ремонт е определен от производителя на оборудването.

Освен плановите, при необходимост се извършват и непланови ремонти, които в зависимост от неизправността и функциите на дефектното оборудване могат да бъдат незабавни или отложени за поредния ПГР.

Дейностите по поддръжка и обслужване на оборудването се извършват по време на работа на блока или при спрян блок.

На всеки блок се извършва планов годишен ремонт (ПГР) в обем определен от:

- Изискванията за ремонт и поддръжка на отделното оборудване;
- Изисквания за замяна на отделни компоненти с изтекъл ресурс;
- Изисквания за замяна на дефектни или неработоспособни компоненти,
- Изисквания за контрол, инспекции и проверки;
- Изисквания за отстраняване на неизправности, открити по време на инспекциите;
- Дългосрочен график за планови ремонти;
- Планове за модернизация и замяна на оборудване и системи.

1.14.2.10 Техническо обслужване по време на работа на блока

Тази дейност включва следене и поддръжка на оборудването чрез:

- Периодична проверка на състоянието и работоспособността на оборудване, което се намира в резерв, включително и кратковременни ремонтни дейности или замяна на консумативи и бързо износващи се детайли.
- Непрекъсната и периодична диагностика на състоянието на оборудването – чрез средствата за диагностика на оборудването или чрез допълнителни средства (контрол на плътността, контрол на вибрационното състояние, контрол на изолацията и др.)
- Визуален оглед – за достъпните възли и оборудване.

Дейностите по ТО при работа на блока са описани в съответните графици и програми за проверки и ТО.

Документи

За изпълнение на отделните видове ремонт изпитвания, техническо обслужване и инспекции са разработени съответните инструкции. В тези инструкции са описани типовите дейности, които се извършват ежегодно или периодично. Всички извънредни дейности се описват в програми за изпълнение на конкретната дейност.

Отчетните документи (актове)за извършения ремонт удостоверяват, че ремонтните работи са изпълнени в съответствие с определени изисквания.

Комплексно приемане се извършва на основните технологични системи и има за цел да потвърди готовността на системите за спиране на блока за ПГР или пускане на блока след планов годишен ремонт.

Комплексното приемане на технологичната система включва:

- проверка на документите от извършените ремонтни работи;
- документална проверка на извършените изменения в проекта;
- документална проверка на извършените предварителни прегледи и проверки от страна на направление “Ремонт”.

1.14.2.11 Организация на контрола и представяне на информацията за нивото на безопасност на централата

АЕЦ изготвя годишни отчети за състоянието на безопасността:

Информацията за тези отчети се събира и обработва от различни подразделения и се обобщава в един документ със следното съдържание:

- Технико-икономически показатели за работата на блоковете
- Състояние и надеждност на защитните бариери
- Готовност на системите за безопасност
- Устойчивост на работа на блоковете
- Ефективност на радиационната защита на населението и околната среда
- Съхраняване и преработка на радиоактивни отпадъци в СК-3.
- Обучение на персонала
- Състояние на ремонтната дейност
- Управление на документацията
- Състояние на противопожарната защита на обекта
- Изменения в проекта
- Обща оценка на текущото състояние на експлоатационната безопасност
- Обратна връзка от експлоатационния опит;
- Получаване и прилагане на експлоатационния опит от други АЕЦ.
- Оценка на културата на безопасност.

В тези отчети се прави анализ на тенденциите, анализират се възникнали проблеми и се правят препоръки за подобрения.

1.14.2.12 Аварийно планиране

За провеждане на неотложни мероприятия в случай на авария на територията на АЕЦ “Козлодуй” и за ограничаване последствията от нея е създаден авариен план (АП). Той определя организацията на провеждане на неотложните мерки за защита на персонала, населението и околната среда, както и неотложните аварийно-възстановителни работи за запазване на съоръженията на площадката на АЕЦ “Козлодуй”ЕАД в случай на авария и други кризисни състояния.

Аварийния план е включен в списъка на действащата документация в АЕЦ като елемент от системата по качеството на “АЕЦ Козлодуй”ЕАД. Той е задължителен за изпълнение от всички подразделения и от целия персонал на АЕЦ “Козлодуй” ЕАД, както и от командирования персонал.

Аварийният план се разработва като отделен документ, общ за АЕЦ и поради това той не е представен в ОАБ.

1.14.2.13 Програма за управление на стареенето

Измененията, които настъпват в КСК, водят до понижаване на проектните запаси и могат да доведат до неизпълнение на заложените в проекта функции. Тези изменения са известни като физическо стареене.

Нефизическото или моралното стареене на КСК настъпва вследствие на развитието на знанията и технологиите, промените в нормативната база, нормите и стандартите за проектиране и на промяната на пазара на производителите на оборудване.

Продължаването на експлоатацията на ЯЦ след първоначално определен с проекта срок се обосновава с оценка на безопасността, която включва оценка на управлението на

процесите на стареене на КСК, изпълняващи функции на безопасност.

Програмата за продължаване на срока на експлоатация е набор от дейности, включващ анализи, оценки, поддръжка, инспекции и изпитвания, целящи да обосноват и демонстрират безопасността на централата за планирания период на експлоатация след проектния. Програмата за продължаване на срока на експлоатация се основава на националните регулаторни изисквания, като отчита международните добри практики, опита от експлоатацията и резултатите от извършени проучвания и включва план за нейното изпълнение.

Управлението на стареенето на конструкциите системите, и компонентите (КСК) от системите за безопасност (СБ) и системите, важни за безопасността (СВБ) в АЕЦ “Козлодуй”, осигурява безопасността и качеството на експлоатация през целия проектен живот на АЕЦ Козлодуй.

Програмата по управление на стареенето се състои от следните основни етапа:

(1) Формулировка на целите и обхвата на програмата, представане на критериите за включване на КСК в обхвата на програмата.

(2) Избор на компоненти на електроцентралата от съществено значение за безопасността, чието остаряване (остатъчен ресурс) трябва да бъде оценено. Ако по време на експлоатацията или в резултат на изпълнени инженерни изследвания възникне необходимост от добавяне към списъците на конструкции, системи, компоненти, то информацията в този раздел се актуализира, ако е необходимо критериите се допълват, като се посочват причините за измененията.

(3) История на експлоатацията на КСК и резултати от изпълнени анализи.

(4) Разбиране на доминантните механизми на стареенето при избраните компоненти и идентифициране или разработване на ефективни практически методики за мониторинг и забавяне на стареенето на компонентите (проучвания за управление на процеса на стареене);

(5) Управление на ресурса на определени компоненти чрез прилагането на ефективни практики и инициативи, свързани с правилното проектиране, производство, съхранение, монтиране, надзор, поддръжка и експлоатация.

Действащите програми, свързани с управлението на ресурса на КР обхващат надзорни, ремонтни, експлоатационни и изследователски програми.

1.14.2.14 Програма за надзор на оборудването на 5 и 6 блок

Целите на програмата за надзор са :

- проверка, че условията, при които в проекта е обоснована безопасността на централата, се запазват по време на експлоатация;
- -нивото на безопасност съответства на изискванията и осигурява достатъчен запас при очакваните по време на експлоатация събития, грешки на персонала и откази на оборудване;
- поддържане и подобряване на готовността на оборудването, потвърждаване на съответните предели и условия на експлоатация;
- откриване и отстраняване на всяко нарушаване на нормалната експлоатация преди възникване на съществени последствия за безопасността.

Методи за надзор:

- Контрол;
- Периодични функционални изпитания;
- -Метрологична проверка на работоспособността на контролно - измервателните прибори. Калибровка на датчици и прибори;
- Изпитания за преосвидетелствуване на системите, важни за безопасността;
- Инспекции и проверки на състоянието на технадзорните съоръжения;
- Изпитания след техническо обслужване или ремонт;
- Програми за надзор след реализация на модификации, важни за безопасността.

1.14.2.15 Оценка и анализ на резултатите от надзора

Резултатите от надзорните дейности подлежат на преглед и оценка от определените компетентни лица, както следва:

- резултатите от периодичните изпитания на СБ и СВБ - от Експерти от Н-я “Е” и “Р”.
- дейности по ТО и ремонт - от ремонтен и оперативен персонал.
- резултати от контрола (обходи, контрол на параметри) – от старши експлоатационен персонал.

В началото на всяка година се изготвя Годишен отчет за дейността на ЕП-2, в който се извършва оценка на контрола и надзора на експлоатационната дейност за предходната година.

1.14.3 Предели и условия за безопасна експлоатация

Съгласно “Наредба за осигуряване безопасността на ядрените централи” на АЯР:

"Аварийни условия" са отклоненията от нормалната експлоатация, по-тежки от очакваните експлоатационни събития, включително аварии със и без стопяване на ядрено гориво.

"Безопасно състояние" е състояние вследствие на очаквано експлоатационно събитие или аварийни условия, при което реакторът е подкритичен и основните функции на безопасност могат да се осигурят и поддържат стабилни в продължение на дълъг период.

"Експлоатационни състояния" са състоянията на нормална експлоатация и очаквани експлоатационни събития.

"Експлоатационни условия" са определените в проекта условия относно количеството, характеристиките, състоянието на работоспособност и техническото обслужване на системите (компонентите), необходими за работа без нарушаване на експлоатационните предели.

"Експлоатация" е цялата дейност, осъществявана за постигане на целта, за която е била изградена ядрената централа, включително работа на мощност, пускане, спиране, изпитвания, техническо обслужване, ремонт, презареждане на ядреното гориво, инспектиране през време на експлоатация, и другите свързани с това дейности.

"Нормална експлоатация" е експлоатацията на ядрената централа в рамките на експлоатационните предели и условия и включва режими на пускане, експлоатация на мощност, планово и непланово спиране на реакторната инсталация, презареждане на активната зона, техническо обслужване и изпитване на конструкции, системи и компоненти.

"Експлоатационни предели" са стойности на параметрите и характеристики на състоянието на системите (компонентите) и на ядрената централа като цяло, определени в проекта за нормална експлоатация.

"Предели за безопасност" са определените в проекта стойности на параметрите на технологичния процес, отклоненията от които могат да доведат до авария.

"Предели и условия за експлоатация" е съвкупност от правила, определящи пределите на параметрите, функционалните възможности и начините на поведение на КСК и персонала, които са утвърдени по определения ред с цел осигуряване на безопасна експлоатация на ЯЦ.

"Проектни основи" са набор от условия, които изрично са взети предвид при проектирането, включително при подобрения на ЯЦ, в съответствие с установени критерии, така че да не се надвишават допустимите граници, посредством планираното действие на КСК, които изпълняват функции на безопасност.

"Проектни предели" са стойности на параметрите и характеристиките на състоянието на КСК, важни за безопасността, и на ЯЦ като цяло, определени в проекта за всички експлоатационни състояния и аварийни условия.

"Състояния на ядрената централа" са експлоатационните състояния и аварийните условия.

Определените в проектните основи събития и състояния на ЯЦ се групират и

анализират в отделни категории с различни критерии за приемливост, за да се демонстрира, че събитията с най-висока честота нямат радиологични последствия извън площадката и че събитията с потенциални последствия са много малко вероятни и изпълняват целите на безопасност. В зависимост от очакваната честота на поява и възможните последствия се разграничават следните категории:

1. стационарни състояния и преходни процеси при нормална експлоатация;
2. очаквани експлоатационни събития;
3. аварии без стопяване на ядреното гориво;
4. аварии със стопяване на ядрено гориво.

В категорията на стационарните състояния и преходните процеси при нормална експлоатация се анализират специфични за енергийния блок режими на: пускане; работа на мощност; поддържане в горещо състояние; спиране до горещо състояние; спиране до студено състояние; презареждане; разгряване и разхлаждане с максимално допустима скорост; стъпаловидно изменение на натоварването; изменение на натоварването в различни диапазони на мощност; понижаване на мощността от ниво на пълна мощност до ниво на собствени нужди; гранични състояния, определени от пределите и условията за експлоатация.

В категорията на очакваните експлоатационни събития се анализират специфични за енергийния блок преходни процеси, типично свързани със загуба на работно и/или резервно електрозахранване, изключване на турбогенератор/турбогенератори, откази в системите за контрол и управление, спиране на една или няколко главни циркулационни помпи.

В категорията на авариите без стопяване на ядреното гориво се анализират специфични за енергийния блок постулирани индивидуални изходни събития и събития с множествени откази, включително тези, произтичащи от вътрешни и външни опасности, от откази по обща причина и събития, които потенциално засягат всички ядрени съоръжения на площадката.

С анализа на безопасността се демонстрира, че авариите със стопяване на ядрено гориво, които водят до големи или ранни изхвърляния на радиоактивни вещества в околната среда, са практически изключени.

В настоящата точка се разглеждат изискванията към състоянията от категория 1.

За обосновка на пределите за експлоатация за състояния от категория 1.са проведени следните детерминистични анализи:

Таблица 1.14.12-1 списък на проведените анализи за категория 1

1	Режимите на разгряване и разхлаждане Категория 1
1.1	Режим на разгряване на реакторната установка
	разгряване на РУ до температура за провеждане на ХИ; провеждане на ХИ; намаляване на нивото в ПГ; по-нататъшно разгряване на РУ до температура на начало на замяна в КН на азотната възглавница с парна; замяна на азотната възглавница в КН с парна; понижаване на нивото в КН; разгряване на РУ до параметри на „горещо“ състояние; извеждане на борна киселина от топлоносителя на първи контур за създаване на пускова концентрация.
1.2	Режим на разхлаждане на реакторната установка
	Режим на разхлаждане на реакторната установка

	вариант 1 – планово разхлаждане на първи контур и КН със скорост не повече от 30 ºC/h; вариант 2 – разхлаждане на първи контур със скорост не повече от 60 ºC/h и КН със скорост не повече от 70 ºC/h
2	Списъка на преходните режими Категория 1
2.1	Лъжливо сработване на аварийна защита (режим 1);
2.2	Планово изключване на една ГЦП (режим 2);
2.3	Планово изключване на две ГЦП (режим 3);
2.4	Включване на една ГЦП на неработил по-рано кръг (режим 4);
2.5	Включване на две ГЦП на неработили по-рано кръгове (режим 5);
2.6	Изключване на ПВН и последващото им включване (режим 6);
2.7	Изпробване на ИПУ на КН (режим 7);
2.8	Изпробване на ИПУ на ПГ (режим 8);
2.9	Преход от работа на мощност до горещо състояние с налягане на парата във втори контур 5,98 MPa (режим 9);
2.10	Преход от горещо състояние с налягане на парата във втори контур 5,98 mpa до мощност 104 % Nном (режим 10);
2.11	Преход от работа на мощност до горещо състояние с налягане на парата във втори контур 6,27 MPa (режим 11);
2.12	Преход от горещо състояние с налягане на парата във втори контур 6,27 mpa до мощност 104 % Nном (режим 12).

Пределите и условията за експлоатация на блокове 5 и 6 са събрани в документ „Технологичен регламент за експлоатация". Такъв документ е разработен за всеки блок и се поддържа актуален в съответствие с текущото състояние на блоковете и на организацията на експлоатацията.

Основните изисквания за безопасна експлоатация са представени в Глава 16 на ОАБ. В Технологичния регламент тези изисквания се представят по-детайлно, така че да са леснодостъпни за персонала.

Предели за безопасна експлоатация и експлоатационни предели са представени в табличен вид с указание на системата за която се касаят, димензията на контролирания параметър, номиналната, минималната и максималната допустима стойност.

За спазването на по-важните предели за безопасна експлоатация и експлоатационни предели са въведени технологични защити, блокировки и автоматични регулатори с уставки за сработване.

Условия на безопасна експлоатация

Нива на мощност и разрешени режими за нормална експлоатация.

Представено в § 1.4.8.

Условия за безопасна експлотация и изисквания за работоспособност към системи и оборудване за пускане и работа в разрешените режими.

Представено в § 1.10

1.14.4 Извеждане от експлоатация

1.14.4.1 Концепция за извеждане от експлоатация

1. Законово-нормативни основи при извеждането от експлоатация на ядрени

съоръжения.

Съгласно Наредбата за безопасност при извеждане отексплоатация на ядрени съоръжения приета с ПМС № 204 от 5.08.2004 г., обн., ДВ, бр. 73 от 20.08.2004 г.:

- „План за извеждане от експлоатация" е описанието и обосноваването на възприетата концепция, планираните дейности и административните, организационните и техническите мерки за безопасност и радиационна защита при извеждане от експлоатация на ядрено съоръжение.

- „Етап" е период от време, за който се планира и през който се осъществява определен комплекс дейности, свързани с извеждането от експлоатация на ядреното съоръжение.

- „Дезактивация" е пълно или частично отстраняване на радиоактивното замърсяване от повърхности или среди (течни, твърди, газообразни) посредством физически или химически процеси.

- Извеждане от експлоатация са всички административни и технически дейности, предприети, за да се освободи ядреното съоръжение от регулиране по ЗБИЯЕ [17], включително затваряне на съоръжение за погребване на радиоактивни отпадъци или отработено ядрено гориво, като тези мерки включват и процесите на дезактивация и демонтаж". Комплексът от дейности и административни и технически мерки при извеждането от експлоатация на ядреното съоръжение, трябва да осигури радиационната защита и безопасността на персонала и населението, както и защита на бъдещите поколения от неблагоприятните въздействия на йонизиращите лъчения .

Съгласно ЗБИЯЕ [17], за финансиране на дейностите по извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения се създава фонд „Извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения" към министъра на енергетиката. Приходите по фонда се събират от вноски от лицата, които експлоатират ядрено съоръжение, средства от държавния бюджет, дарения и други. Размерът на вноските се определя така, че в края на експлоатационния период да бъдат събрани необходимите средства за покриване на разходите по извеждане от експлоатация. Лицата, в резултат на чиято дейност се генерират радиоактивни отпадъци, правят вноски във фонд „Радиоактивни отпадъци".

В проекта за Енергийна стратегия на Република България до 2020г. Е заявена институционална подкрепа за ядрената енергетика като беземисионен ресурс за електропроизводство. Запазването на дела на ядрената енергия в бъдеще изисква да се намерят безопасни решения за дългосрочно управление на отработеното ядрено гориво (ОЯГ) и високоактивните отпадъци, при отчитане на обществената приемливост. Във връзка с това изискване в АЕЦ „Козлодуй" е приета „Стратегия за управление на отработеното ядрено гориво и на радиоактивните отпадъци до 2030г.", която представлява основен национален документ, формулиращ политиката и принципите за безопасно управление на дейностите, свързани с отработеното ядрено гориво и радиоактивните отпадъци (РАО) (Стратегия за управление на отработеното ядрено гориво и на радиоактивните отпадъци до 2030г.).

2. Предварителна концепция за извеждане от експлоатация на блокове 5 и 6.

Извеждането от експлоатация на ядрено съоръжение след окончателното прекратяване на експлоатацията му цели отстраняване от площадката на ядреното съоръжение на източниците на йонизиращо лъчение, подлежащи на регулиращ контрол.

Крайната цел на извеждането от експлоатация на ядреното съоръжение е цялостното и окончателно освобождаване на площадката от източниците на йонизиращо лъчение с възможност за последващото й използване за стопански и/или други цели.

В съответствие с изискванията на Наредбата за безопасност при извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения, титулярът на разрешението за избор на площадка, проектиране, строителство, въвеждане в експлоатация и притежателят на лицензия за експлоатация на ядрено съоръжение разработват предварителни и междинни концепции и планове за извеждане от експлоатация на ядреното съоръжение.

Процесът на извеждане от експлоатация на ядрено съоръжение се основава на концепция, която е основа за избор на оптимален и безопасен вариант за изпълнение на основните дейности и етапите на осъществяването им през периода на извеждане от експлоатация .Концепцията и избраният вариант се разработват и обосновават като част от плана за извеждане от експлоатация на ядреното съоръжение. Планът се разработва и осъществява в съответствие с изискванията на Наредбата за издаване на лицензии и разрешения за безопасно използване на ядрената енергия.

Според Наредбата за безопасност при извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения, са възможни следните основни концептуално-технически варианти:

1.незабавен демонтаж, свързан с отстраняването на радиоактивните съоръжения, материали и конструкции от площадката, с последващо освобождаване на площадката за ограничено или неограничено ползване;

2.безопасно съхраняване на ядреното съоръжение или отложен демонтаж, обхващащо технически и икономически обоснован период от време. При безопасното съхраняване се допускат следните възможности:

а)активна възможност, при която персоналът има достъп в ядреното съоръжение в рамките на нормалното работно време;

б)пасивна възможност, при която нормално съоръжението не е достъпно и влизането в него е периодично (веднъж или няколко пъти годишно) за контрол и оценка на състоянието му и условията;

в)комбинация от възможностите по букви „а“ и „б“.

Предварително избраната концепция за извеждане от експлоатация на енергоблоковете се основава на варианта „Безопасно съхраняване“ на обектите, съдържащи радиоактивни материали за определен период от време. Отчитайки международния опит в извеждането от експлоатация на ядрени съоръжения, през 2006г. Стратегията за извеждане от експлоатация е актуализирана, като е възприета философията за плавно, равномерно и непрекъснато използване на човешките и финансовите ресурси, както и на съоръженията за преработване на РАО , т.е. варианта „Непрекъснат демонтаж“. Този подход представлява селективен избор от двата концептуално-технически варианта за извеждане от експлоатация. По този начин не се допуска период на прекъсване при използване на ресурсите за извеждането от експлоатация (човешки, финансови и технически). Основните характеристики на тази Актуализирана стратегия за извеждане от експлоатация на енергоблоковете на АЕЦ „Козлодуй“ са:

•Съкратен период на извеждане от експлоатация;

•Равномерно разпределение на дейностите по демонтажа;

•Равномерно и по-ефективно използване на финансовите и човешки ресурси;

•Равномерно натоварване на съществуващата инфраструктура за преработване на отпадъци;

•Запазване на стотици работни места в процеса на извеждане от експлоатация за десетилетия;

•Оптимално използване на съществуващите знания за централата.

Непрекъснатият демонтаж се разделя на два етапа:

•Етап 1: Безопасно съхранение (БС) на реакторно отделение и демонтаж на оборудването извън зоната за безопасно съхранение;

•Етап 2: Отложен демонтаж на оборудването в рамките на зоната за безопасно съхранение и освобождаване на сградата за използване за други цели.

Проектът на 5 и 6 блок предвижда извеждане от експлоатация по вариант „Безопасно съхранение“. Съгласно тази концепция процесът на извеждане от експлоатация на блоковете включва следните три етапа:

•Окончателно прекратяване на експлоатацията на блоковете и подготовка за безопасно съхраняване;

•Безопасно съхраняване на блоковете;

•Прекратяване на етапа за безопасно съхраняване, отложен демонтаж и възстановяване на площадката.

През всички етапи на извеждането от експлоатация трябва да бъде осигурено поддържането на физичните бариери и нивата на защита в състояние, осигуряващо безопасността на ядреното съоръжение.

1.14.4.2 Организация на дейностите по извеждане от експлоатация

1. План и програма за извеждане от експлоатация.

Извеждане от експлоатация на 5-ти и 6-ти блок АЕЦ”Козлодуй” ще се прилага при достигане на края на експлоатационния срок на блоковете (отчитайки удължаването на експлоатационния срок, което в зависимост от съвременните концепции за реактори от типа ВВЕР-1000 е до 30 години след определения проектен ресурс).

В начален стадий от извеждането се изготвя подробна програма за извеждане от експлоатация на базата на данни от централата, като в нея се определят необходимите специфични дейности и срокове, които трябва да се предприемат и спазят.

Програмата се изготвя съобразно изискванията на приложимите български нормативни документи, Наредбата за безопасност при извеждане от експлоатация на ядрени съоръжения и Наредбата за реда за издаване на лицензи и разрешителни за безопасно използване на атомната енергия и съгласувания с Регулаторния орган на РБ план за извеждане от експлоатация.

Планът за извеждане от експлоатация се изготвя от страна на експлоатиращата организация.

Планът осигурява подходяща информация за оценка на финансовите разходи, които трябва да бъдат осигурени от АЕЦ “Козлодуй” ЕАД.

Планът трябва да демонстрира, че Програмата за извеждане може да се изпълни безопасно.

Планът трябва да представя подробности по отношение на количеството и вида на радиоактивните отпадъци, получавани в процеса на извеждане от експлоатация, а също и тяхното разпределението.

Планът съдържа данни относно очакваното облъчване на персонала по време на фазата извеждане от експлоатация (колективна доза съобразно конкретната дейност).

2. Нива на извеждане от експлоатация.

Специфичните дейности по Извеждането от експлоатация зависят от техническия статус на всяка централа по време на окончателното й спиране, както и от решението на Собственика за бъдещото използване на площадката. Определени са три нива на Извеждане от експлоатация така, че всички възможни технически процедури да бъдат обхванати от тези нива.

Ниво 1 - определя след-експлоатационната фаза, при която трябва да се извършат някои технически подготвителни дейности преди да започне същинската дейност по извеждане

Основните дейности, които се извършат в тази фаза са:

•Изваждане на ядрено гориво и транспортирането му до обособено място за временно съхраняване;

•Отпадъците, получени при експлоатацията на централата се пакетират и транспортират до обособено място за временно съхраняване и/или окончателно съхраняване;

•Въз основа на избраната стратегия за снемане, се идентифицират, доставят и

инсталират системите и компонентите, необходими за Извеждането от експлоатация.

В края на ниво 1, изискванията за наличието на персонал и наблюдение на площадката на централата могат да се оптимизират тъй като:

•Аварии с настъпване на критични състояния са невъзможни;

•Не е необходима система за отвеждане на остатъчната топлина;

•Цялото отработено гориво е на безопасно временно съхранение или е транспортирано за преработване и по тази причина не са необходими по-нататъшни мерки за безопасност по отношение на ядреното гориво.

Ниво 2 - определя всички дейности, които трябва да се извършат след Ниво 1 при взето решение да се извърши безопасно съхраняване на ядрената централа. В частност:

•установяване границите на безопасно съхраняване и предприемане на мерки за постигане на такова безопасно съхраняване;

•определяне времето за съхраняване, както и специфичните дейности по съхраняването

•определяне дейностите по демонтажа.

Ниво 3 определя всички дейности:

•Необходими за достигане на чиста площадка след приключване на дейностите, указани в Ниво 2;

•Когато и да бъде избрана опцията за пълно демонтиране на централата – по-късно или директно след Ниво 1, някои от дейностите от Ниво 2 са приложими и включени.

1.14.4.3 Осигуряване на радиационната безопасност.

1. Въведение.

Основната цел при извеждането от експлоатация на ядрените съоръжения е осигуряването на радиационната защита и безопасността на персонала и населението, както и защита на бъдещите поколения от неблагоприятни въздействия на йонизиращите лъчения. Ето защо е необходимо идентифицирането на основните радиоактивни източници на лъчение в блоковете и определянето на техните характеристики.

Целта на определянето на радиологичните характеристики на източниците е да се създаде една надеждна база данни и информация за физичните и химични характеристики, количеството, типа и разпределението на радионуклидите в ядрения блок. Натрупаните данни ще се използват при оценката на различните варианти на извеждане от експлоатация и техните последствия за персонала, населението и околната среда

Данните за радиоактивните източници директно влияят върху планирането на дейностите по извеждането от експлоатация, включително план-графика, изискванията за човешките ресурси и по-специално за определяне на дозовото натоварване на персонала, който ще извършва определени дейности в най-замърсената зона в рамките на този процес. Освен това тези данни ще позволят да се определи състава и специфичната активност на опасните отпадъци, които се генерират при извеждането от експлоатация.

Данните за радиоактивните източници са необходими и за определяне на дозовото натоварване на персонала и за контрол на спазването на принципа ALARA на различните етапи на извеждането от експлоатация т.е те ще позволят да се определи времето за започване на дейностите по демонтажа на основните съоръжения и системи.

Тези данни осигуряват добра основа за определяне на различните методи за извършване на дезактивацията и респективно оценка на обема и количествата на отпадъците, които се генерират в рамките на процеса по извеждане от експлоатация и прогнозиране на количествата на различните категории отпадъци, които ще бъдат съхранявани или погребвани.

Видът и концентрацията на радионуклидите в замърсените или активираните материали в ядрения блок директно влияят на избора на методите за преработване, опаковане

и защита при транспортирането и съхраняването на радиоактивните отпадъци. Освен това тези данни ще позволят определянето на дозовото натоварване на населението и околната среда при транспортирането и съхраняването на отпадъците, а така също и при изпълняване на дейностите по извеждането от експлоатация.

2. Основни източници на радиоактивност в ядрения блок.

Нивото на радиоактивност на технологичните съоръжения на блоковете се определя от типа на радиоактивните изотопи и източниците на облъчване и те са изключително важни за определяне на радиологичния статус в помещенията на блока, дозите на облъчване на персонала и определяне на количествата и категорията на РАО, които ще се генерират при извеждането от експлоатация.

Основните пътища на замърсяване на съоръженията и помещенията в блока, чрез активирани продукти на корозия или продукти на делене са:

- Неплътности на основните съоръжения на първи контур;
- Транспортиране на радиоактивни материали;
- При презареждане на реактора;
- При ремонт на радиоактивно замърсени съоръжения.

Основните източници на радиоактивно замърсяване на ядрения блок в процеса на извеждане от експлоатация могат да се разделят на две групи:

- Радиоактивност, индуцирана чрез неутрона активация на определени елементи, разположени в реакторния корпус и структурите, разположени около корпуса на реактора;
- Радиоактивни елементи, отлагащи се на вътрешните и външни повърхности на съоръженията и системите във вид на замърсяване.

В съответствие с предложената стратегия за извеждане от експлоатация, преди започване на дейностите по извеждане от експлоатация, ядреното гориво и топлоносителя на първи контур ще бъдат отстранени от блока, обаче в някои случаи част от тези материали остават и трябва да се включат в инвентаризацията на радиоактивните източници.

Основните съоръжения, източници на радиоактивност, които трябва да се разглеждат при извеждането от експлоатация са:

- Корпуса на Реактора и вътрешно-корпусните устройства;
- Съоръженията и системите от първи контур;
- Съоръженията за преработване на радиоактивните отпадъци в процеса на нормална експлоатация и при извеждането от експлоатация (системи за водоочистка и др.);
- Басейна за отлежаване на касетите - БОК;
- Съоръженията за съхраняване на течни и твърди РАО в процеса на експлоатация на блока, разположени в СК-3.

1.15 Осигуряване на качеството

1.15.1 Организация

Основна цел на създадената организация за експлоатация на блокове 5 и 6 на "АЕЦ Козлодуй"ЕАД е да се осигури ясно разпределение на отговорностите на структурните звена и подразделения, както и на длъжностните лица при прилагането на "Програма за осигуряване на качеството за безопасна експлоатация на блокове 5 и 6 на “АЕЦ Козлодуй"ЕАД” (ПОК). Тази програма е част от системата за управление (СУ) на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД и обхваща по интегриран начин изискванията за безопасност, качество, околна среда, безопасни и здравословни условия на труд, физическата защита, както и стопанската дейност на Дружеството в степен определена от организационно-управленската структура на ЕП-2, разпределението на функциите и задачите и взаимодействието му с останалите структурни звена.

Организационно-управленската структура на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД и в частност на

„Електропроизводство-2” (ЕП-2), представлява основата за организация на работата и влагане на финансови и материални ресурси при експлоатацията на 5 и 6 блок. Обхванати са всички дейности/процеси, свързани с безопасността и са определени отговорностите за тяхното изпълнение, контрол и управление.

1.15.2 Политика в областта на управление на качеството

Основната цел на ръководството на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД е безопасно, ефективно и екологично чисто производство на енергия в условия на дългосрочна експлоатация при гарантирано качество и сигурност на доставките, в съответствие с национелните и международни норми.

За реализиране на поставените цели като приоритети са определени: осигуряване на най-високо ниво на безопасност, ефективно и конкурентно производство, правоспособен, компетентен, мотивиран персонал и финансова стабилност.

Приоритетите в различните области са развити и обосновани в политики на „АЕЦ Козлодуй ЕАД” и политиките на едноличния собственик на капитала на Дружеството

Обявените политики отразяват ангажимента на висшето ръководство за постигане на конкретните цели, посочват подхода и прилаганите принципи за постигане на целите, изразяват стремежа на ръководството за непрекъснато подобряване.

Политиката по управление на качеството на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД се реализира чрез постоянна оценка, самооценка, контрол и подобряване на интегрираната система за управление с основен приоритет най-висока степен на безопасност и степенувано прилагане на изискванията към продуктите и дейностите на всеки процес спрямо отношението им към безопасността.

Политиката за управление на качеството е насочена към постигане на следните цели:

- гарантиране на качеството на изпълняваните процеси, дейности и на продуктите в съответствие с приетите нормативни актове и стандарти;
- развитие на системата за управление;
- поддържане на актуалното състояние и ефективно управление на документите;
- осигуряване на изискванията за качество към услуги и продукти от външни организации с основен приоритет към безопасността.

"ПОК за безопасна експлоатация на блокове 5 и 6 на “АЕЦ Козлодуй”ЕАД” съдържа политиката на Ръководството по отношение на качеството и отразява изискванията на СУ относно методите за управление, изпълнение и оценка на работата в ЕП-2.

В изпълнение политиката на ръководството на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД, ПОК е ориентирана към постоянно подобряване на база оценки на ефективността на процесите и използване на добрите практики от собствения и външен експлоатационен опит с цел осигуряване бъдещото развитие на дружеството с участието на целия персонал.

Ръководителите на различните управленски нива в ЕП-2 оценяват изпълнението на политиките, залегнали в ПОК и постигането на целите чрез система от показатели.

Осигуряването на ядрена безопасност и радиационна защита е водещ принцип при управлението на процесите и дейностите, свързани с експлоатацията на 5 и 6 блок. За изпълнение на необходимите изисквания и за осигуряване на необходимото качество и безопасност се използва така наречения степенуван подход. Той се прилага при:

- подбор, подготовка и квалификация на персонала;
- изготвяне, проверка и утвърждаване на документите, които се използват за изпълнение на работите;
- планиране и изпълнение на вътрешните одити и инспекции;
- контрол на технологичния процес и поддържането му;
- изисквания към техническото освидетелстване и потвърждаване на готовността на системите и оборудването;

- изготвяне и утвърждаване на отчетната и архивна документация;
- внедряване на изменения в проекта на строителните конструкции, технологичните системи и оборудване, както и техните елементи в зависимост от влиянието им върху безопасността.

1.15.3 Система за управление

ЕП-2 като структурно звено, експлоатиращо ядрени съоръжения прилага системата за управление (СУ) на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД в съответствие с изискванията на лицензиите за експлоатация на блокове 5 и 6.

Прилагането на СУ в ЕП-2 е описано в „ПОК за безопасна експлоатация на блокове 5 и 6 на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД”]. ПОК се прилага заедно с „Правилник за организацията и дейността на Електропроизводство 2”, 30.ОУ.00.ПОД.108 и се използва като управленски инструмент, чийто успех зависи от спазването на указаните принципи, методи и средства за изпълнение на политиките и постигане на стратегическите цели на Дружеството.

ПОК обхваща всички дейности, имащи отношение към производството на електрическа и топлинна енергия, включително и спомагателните дейности за осигуряване на основното производство, които се изпълняват по оборудването и съоръженията, експлоатирани от ЕП-2.

СУ на Дружеството се прилага в ЕП-2 за всички дейности, които са пряко свързани с производството на електро- и топлоенергия, за което отговорност носи ръководството на ЕП-2:

- планиране
- оперативна експлоатация;
- техническо обслужване, ремонт и диагностика на оборудването;
- вътрешен независим контрол на ремонтните дейности;
- поддържане на експлоатационния ред и състояние на оборудването;
- управление на технологичния софтуер;
- периодични (регламентни) изпитания и експлоатационен контрол;
- химия и радиохимия;
- подготовка и поддържане на квалификацията на персонала;
- управление на документи и записи;
- осигуряване на ядрена безопасност;
- осигуряване на радиационна защита;
- осигуряване на безопасни и здравословни условия на труд;
- осигуряване на пожарна безопасност;
- поддържане на система от показатели за самооценка;
- управление на несъответствията и предприемане на коригиращи и превантивни действия;
- обратна връзка;
- самооценки от страна на ръководството.

ПОК обхваща и дейности, обезпечаващи производството на електрическа и топлинна енергия, за които ръководството на ЕП-2 носи отговорност съвместно с ръководителите на други структурни звена на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД съгласно разпределението на функциите в организационно-управленската структура на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД, като:

- управление на ЯГЦ;
- аварийно планиране;
- метрологичен контрол;
- технически надзор на СПО;
- управление на околната среда (нерадиационни аспекти);
- управление на РАО;
- поддържане на проекта, управление на ресурса и квалификацията на оборудването;
- обратна връзка от експлоатационния опит;
- оценки на системата за управление;

- управление на човешките ресурси;
- управление на доставките;
- физическа защита;

Изискванията на ПОК са задължителни за целия персонал на ЕП-2, както и за персонала на:

- структурните звена на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД, изпълняващи функции, свързани с дейността на ЕП-2;
- външни организации, привлечени за изпълнение на дейности в ЕП-2.

1.15.4 Нормативна и организационно-методическа база на системата за управление

При разработване на програмата за осигуряване на качеството се отчитат и изпълняват изискванията на СУ на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД за осигуряване на безопасна експлоатация на 5 и 6 ЕБ

Системата за управление на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД е изградена в съответствие с GS-R-3 The Management System for Facilities and Activities. IAEA, Vienna, 2006, с отчитане и своевременно внедряване на всички актуални изисквания от приложимите нормативни актове, стандарти по безопасност на МААЕ и други приложими стандарти за системи за управление.

1.15.5 Описание на основните документи

Основен документ за прилагане на системата за управление в ЕП-2 е "ПОК за безопасна експлоатация на блокове 5 и 6 на "АЕЦКозлодуй"ЕАД, която описва целите и обхвата на системата, нейните елементи и начина за изпълнение на основните изисквания за осигуряване на качеството на дейностите, свързани с безопасната експлоатация на 5 и 6 блок.

Йерархията на документите, е следната:

- Закони и подзаконови нормативни актове;
- Изисквания на надзорни органи;
- Задължителни за прилагане стандартизационни документи;
- Правилници, инструкции и други документи, издадени от висшестоящи организации;
- Технологичен регламент за безопасна експлоатация на блокове 5 и 6 на “АЕЦ Козлодуй”;
- Правилник за организацията и дейността на ЕП-2.

Останалите български закони и нормативни документи на министерства и ведомства, нямащи непосредствено отношение към безопасността на АЕЦ, са валидни по силата на законодателството в Република България.

1.15.6 Верификация на системата за управление

Верификация на системата за управление се извършва с цел:

- проверка на спазването на изискванията определени в нормативните документи и действащите документи в ЕП-2;
- проверка на ефективността на дейностите, определени в документите.
- В обхвата на верификацията на системата за управление влизат:
- вътрешни одити на системата за управление;
- инспекции;
- одити на външни организации (одити от втора страна).

Извършват се периодични оценки от страна на ръководството на ЕП-2, които осигуряват непрекъснато подобряване на производствените характеристики и безопасността при експлоатацията.

В обхвата на оценяването на ефективността на системата за управление са включени:

- осигуряване на постоянна обратна връзка от страна на средния ръководен персонал;
- анализи и оценки на състоянието на безопасността и качеството.

1.15.7 Превантивни действия

Превантивни мерки се приемат с цел предотвратяване на потенциални несъответствия, а също и за подобряване на безопасността и начина на работа. Тези мерки са насочени към отстраняване на факторите, които са довели до поява на причините за несъответствията.

Съветът по безопасност взема решение за предприемане на превантивни мерки на основата на разглежданите несъответствия в проекта, недостатъци в документацията, дефекти на оборудването, несъответствия с изискванията на системата за управление и други.

Предприетите превантивни мерки се документират, определя се отговорник за изпълнението и контрола им и се следи отстраняването им.

1.15.8 Съдържание на програмата за осигуряване на качеството

"Програмата за осигуряване на качеството за безопасна експлоатация на блокове 5 и 6 на АЕЦ"Козлодуй"ЕАД" е структурирана в четири основни области, описани в самостоятелни раздели – общи положения, управление, дейности и оценки.

Разделите на ПОК са определени по функционален признак (отделни изпълнявани дейности) и всеки от тях описва целта, която ръководството си поставя да постигне чрез внедряване на посочените в раздела изисквания, обхвата на дейността и начина на постигане на целта (изпълнението на основните принципи и изисквания по качество към дадената дейност).

Описанието на дейностите в ПОК е съобразено с процесния модел на СУ на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД за осигуряване на взаимовръзката и проследимостта в изискванията.

В описанието на всеки раздел се прави препратка към действащите документи от СУ, които осигуряват постигането на основната цел на раздела.

"ПОК за безопасна експлоатация на блокове 5 и 6 на АЕЦ"Козлодуй"" има за цел:

- да опише дейностите и процесите от системата за управление, изпълнявани в ЕП-2;
- да осигури критерии за оценка при провеждане на вътрешните одити в ЕП-2;
- да представя системата за управление при проверки от независими надзорни органи и други външни проверяващи организации;
- да служи за определяне на изисквания към системата за управление на външни организации (ВО) при възлагане на работи по договор за 5 и 6 ЕБ.

Ядрена безопасност

Осигуряването на ядрената безопасност от персонала на ЕП-2 обхваща:

- спазване на изискванията за ядрената безопасност;
- спазване на изискванията за ядрена безопасност, произтичащи от изискванията на Агенция за ядрено регулиране;
- подготовка на информация във връзка с лицензионните условия за 5 и 6 блок;
- дейности, свързани с изпълнение на условията на лицензиите.
- ПОК не обхваща взаимоотношенията с АЯР по въпросите на ЯБ, които се осъществяват чрез Дирекция "Безопасност и качество".

Радиационна защита

Мерките за радиационна защита се прилагат във всички подразделения на ЕП-2, в производствения процес на които се използват източници на йонизиращи лъчения и чийто персонал работи в среда с йонизиращи лъчения.

Дейностите, свързани с радиационна защита обхващат:

- радиационен технологичен мониторинг;
- радиационен мониторинг за неразпространение на радиоактивното замърсяване;
- радиационен мониторинг на околната среда;
- индивидуален дозиметричен контрол.

Физическа защита

ПОК обхваща осигуряване на изпълнението на тези мерки за физическа защита, за които отговорност носят ръководителите на структурни подразделения и персоналът на ЕП-2:

- поддържане на режима на контролиран достъп във вътрешните зони през преходни и аварийни врати;
- съгласуване на заповедите за работа на външен персонал на площадката на ЕП-2

В обхвата на ПОК влизат, както мерките за физическа защита, които се прилагат на площадката на АЕЦ „Козлодуй”, така и тези, които се изпълняват при транспортиране на ядрен материал извън площадката.

Пожарна безопасност

В обхвата на ПОК влизат тези дейности по пожарната безопасност, които са отговорност на персонала на ЕП-2:

- поддържане на системите за пожароизвестяване и пожарогасене в ЕП-2, с прилежащите им електрически и ръчни арматури, противопожарни врати, прегради и клапи и преносими противопожарни уреди;
- контрол над горимите материали и течности, необходими за производството и ремонта при доставката, съхранението, пренасянето и използването;
- контрол над потенциалните скрити и открити източници на огън;
- контрол при използването на материалите – т.е. да се използват негорими материали, а където е невъзможно по изключение – трудно горими и атестирани пожароустойчиви материали;
- контрол над пожарозащитните зони и горимото натоварване в тях;
- осигуряване на сградите и помещенията със средства за пожароизвестяване и пожарогасене, включително и ръчно;
- оценка на измененията в проекта и на проектите на нови обекти за недопускане снижаване нивото на пожарната безопасност;
- познаване и прилагане от целия персонал на правилата по пожарна безопасност;
- периодични инспекции и проверка от страна на вътрешния контрол в ЕП-2 на всички мерки по пожарна безопасност (пасивни и активни).

Управление на въздействията върху околната среда

В обхвата на ПОК относно управление на околната среда са включени дейности, засягащи нерадиационните аспекти:

- спазване на изискванията на националното законодателство и нормативната уредба по опазване на околната среда, както и други международни изисквания;

- организация на дейностите по управление на отпадъци;
- контрол върху изхвърлянията в околната среда;
- непрекъснато подобряване на работата с опасни и промишлени отпадъци с цел предотвратяване замърсяването на околната среда.

Здравословни и безопасни условия на труд

Осигуряването на безопасни и здравословни условия на труд за персонала на 5 и 6 блок на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД обхваща осигуряването на всички организационни и технически условия, които предотвратяват вредното въздействие на работната среда, при която се реализира трудовата дейност.

ПОК обхваща следните дейности, свързани с осигуряване на ЗБУТ на 5 и 6 блок:

- оценяване на риска;
- планиране и заявяване на ергономично и безопасно оборудване;
- осигуряване на колективни и индивидуални средства за защита;
- планиране и изпълнение на санитарно-хигиенни и лечебно-профилактични мероприятия, които предотвратяват вредното въздействие на работната среда;
- анализ на трудови злополуки и инциденти;
- работа по нарядна система;
- осигуряване на режим на работата по време на смяна.

Технически надзор на СПО

В програмата за осигуряване на качеството се разглеждат мерки по отношение на следните основни групи оборудване:

- съдове и тръбопроводи, корпуси на помпи и арматура от първи и втори контур, съгласно „Правила, устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок” съгласно НП-089-15;
- съдове под налягане и тръбопроводи за пара и гореща вода съгласно „Наредба за устройството, безопасната експлоатация и технически надзор на съоръжения под налягане”;
- кранове съгласно „Наредба за безопасната експлоатация и техническия надзор на повдигателните съоръжения”;
- асансьори съгласно „Наредба за безопасната експлоатация и техническия надзор на асансьори”;
- тръбопроводи за сгъстен въздух, азот и водород съгласно „Наредба № 8 от 23.09.2004 г. за осигуряване на здравословни и безопасни условия на труд при работа с въздушни компресорни инсталации и уредби”.

Конкретната номенклатура на надзорните съоръжения е определена в списъци на надзорните съоръжения по подразделения .

Техническият надзор се провежда при спазване на изискванията, произтичащи от:

- проекта;
- нормативни документи в областта на техническия надзор, приложими в „АЕЦ Козлодуй” ЕАД, включени в ДОД.ОК.СПН.001;
- изисквания на Агенцията за ядрено регулиране.

Оперативна експлоатация

В обхвата на ПОК влизат дейности по :

- определяне на структурата на оперативната експлоатация и взаимоотношенията на оперативния персонал помежду си, с други групи персонал и с административни ръководители;
- контрол на технологичните параметри и условия, водене на оперативната експлоатация и използване на писмени експлоатационни документи;
- контрол върху състоянието на оборудването и съоръженията при изпълнение на различни дейности;
- водене на записи от опертивната експлоатация.

Изпитания и проверки

В обхвата на ПОК влизат изискванията за провеждане на функционални изпитания, проверки и изпробвания на КСК, които са включени в технологичния процес.

Техническо обслужване и ремонт

В обхвата на ПОК са включени следните дейности по отношение на техническото обслужване и ремонта (ТОиР):

- планиране на дейностите по ТОиР;
- осигуряване ремонта на КСК;
- диагностика и анализ на техническото състояние на оборудването;
- изпълнение на текущата поддръжка /превантивен ремонт/, включително отстраняване на дефекти;
- ремонт на КСК при спрян за презареждане ядрен енергиен блок (ЯЕБ);
- ТОиР при работа на ЯЕБ на стационарно ниво на мощност;
- коригиращ /авариен/ремонт на КСК;
- освидетелстване;
- монтаж на ново оборудване/реконструкции;
- контрол на качеството при изпълнение на дейностите по ТОиР;
- изпълнение на изпитвания и проверки за съответствие на оборудването с изискванията на производителите след ремонт;
- документиране на изпълняваната дейност по ТОиР;
- анализ и обратна връзка от изпълнението на ТОиР..

Химия и радиохимия

В обхвата на ПОК са включени следните дейности, изпълнявани от структурните подразделения в ЕП-2 по отношение на химията и радиохимията:

- управление на химическите продукти;
- управление на водохимичните режими;
- физико-химичен контрол;
- мониторинг ФХ параметри I контур и СВО;
- мониторинг ФХ параметри II контур;
- ФХК на води, газове, ОСО, нефтопродукти;
- мониторинг на ерозионни и корозионни процеси;
- мониторинг на РХ параметри на I и II контур и спомагателни системи;
- мониторинг на корозионните процеси I контур;
- мониторинг на течни и газообразни РАО;
- контрол и поддържане на условията в лабораториите, методите, оборудването и материалите за осигуряване на точност на резултатите;
- оценка на изискванията при доставката и използването на материали;

- осигуряване на съхранението на химикали, материали и др. при спазване на изискванията за безопасност;

Управление на ядрено-горивния цикъл

Програмата за осигуряване на качеството предвижда следния контрол по отношение на управлението на ядрено-горивния цикъл:

- дейности, изпълнявани със СЯГ (участие в планирането, доставката и входящия контрол на ЯГ);
- дейности, свързани с движение на ОЯГ, ОР СУЗ и СВП в БОК 5, 6;
- дейности, свързани с контрол на ЯГ по време на експлоатацията му в АЗ;
- дейности, изпълнявани при работа на ЕБ на номинална мощност;
- спомагателни дейности, имащи отношение към работата с ЯГ;
- участие в транспортиране на свежо и отработено гориво и съхранението му в БОК на площадката на блокове 5 и 6.

Системи и средства за измерване

ПОК определя изисквания към следните дейности свързани със средствата за измерване и изпитване

- планиране на периодичните метрологични проверки и калибриране чрез изготвяне на годишна програма за метрологично осигуряване (ПМО);
- представяне на ССИ за метрологична проверка и калибриране
- извършване на метрологична проверка и калибриране на ССИ ;
- обявяване или отменяне на средства за измерване (СИ) за индикатори;
- планиране и извършване на функционална проверка на средства за измерване, обявени за индикатори;
- метрологичен контрол при приемане на новодоставени СИ;
- метрологичен контрол на СИ, използвани от външен персонал.
- осигуряване, поддържане и метрологично потвърждаване на еталони и спомагателни СИ;
- инспекционен метрологичен контрол.

Управление на радиоактивни отпадъци

В обхвата на ПОК са включени следните дейности, имащи отношение към управление на радиоактивните отпадъци (РАО):

- събиране на РАО;
- сортиране, транспортиране и временно съхранение на РАО в КЗ-2;
- химическа обработка на РАО;
- дезактивация на РАО;
- съхранение на РАО;
- намаляване на обема на течни РАО чрез изпаряване и газообразни РАО;
- освобождаване от регулаторен контрол на временно съхранявани преходни РАО.

Управление на документи

В обхвата на ПОК се включват всички документи, които:

- имат отношение към технологичния процес при експлоатация на 5 и 6 блок;
- имат отношение към управление на дейностите,,изпълнявани от персонала в ЕП-2;

Управление на човешките ресурси

Дейностите обхванати от програмата за осигуряване на качеството са:

- дейности по подбор на персонала;
- оценка на индивидуалното трудово изпълнение;
- анализи на човешките ресурси и нуждите от правоспособен и компетентен персонал;
- социологически проучвания.

Управление на софтуера

В обхвата на ПОК се включват всички софтуерни продукти, които:

- имат отношение към технологичния процес при експлоатация на 5 и 6 блок на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД;
- служат като средство за контрол, управление и/или регистриране на действията и показанията на измервателна апаратура и технологични съоръжения;
- са доставени заедно с апаратура или съоръжения и представляват неразделна част от апаратурата или съоръженията.

Поддържане на проекта

ПОК обхваща дейностите, свързани с поддържане на проекта на ЯС чрез осигуряване взаимовръзката и съответствието между проектните изисквания, физическата конфигурация и документацията на КСК, включително компютърните системи и софтуера, а също така и поддържането на това съответствие:

Процесът на поддържане на проекта на КСК на 5 и 6 блок се състои от:

- управление на физическата конфигурация на КСК;
- управление на проектната и конструкторската документация на КСК;
- управление на проектните данни на КСК.
- внасяне на изменение в проекта.

Управлениена несъответствията. Коригиращи и превантивни мерки.

В обхвата на ПОК е включено управлението на несъответствията по отношение на:

- дефекти на оборудването;
- отклонения от технологичния процес;
- недостатъци в документацията;
- отклонения от изискванията на системата за управление;
- отклонения от процеса на ТОиР;
- отклонения в работата на ВО по сключен договор, включително при производство на оборудване и материали.

Целта на управлението на несъответствията е да се осигури идентифициране, документиране, анализ и контрол на оборудване, процеси или услуги, които не съответстват на предварително установените изисквания и своевременно предприемане на мерки за коригирането им или предотвратяване на потенциални несъответствия.

Обучение и управления на знанията

В обхвата на ПОК относно обучението и квалификация на персонала са включени:

- дейностите, по анализ, планиране и заявяване на изискваното обучение на персонала;

- дейностите по разработване на програми за обучение;
- дейности по провеждане и оценяване ефективността на обучението;
- дейностите по контрол на квалификацията и допускане до работа на персонала;
- дейности, свързани с полагане на изпити пред ВИК, КИК и АЯР;
- взаимоотношения с управление УТЦ при провеждане на обучението;
- оценка на ефективността, формите и резултатите от обучението на персонала;
- управление на знанията.

Целта на обучението и квалификацията на персонала, работещ в ЕП-2 е да се осигури, че той:

- има подходящо образование, като степен и специалност, и необходимия стаж, и те се използват като основа за допълнително квалифициране за работа на конкретна длъжност;
- получава подходящо обучение за придобиване на знания и умения, необходими за изпълнение на функциите и задачите на конкретното работно място и в достатъчен обем, за да може работещият сам да определи последствията от своите действия или от бездействието си върху безопасността;
- преминава подходяща преподготовка за поддържане и повишаване на квалификацията в зависимост от длъжността и функциите, които изпълнява;
- прилага подходящи методи и инструменти за развиване и съхраняване на корпоративните знания.

Аварийно планиране и готовност

ПОК обхваща дейности по планиране и поддържане на готовност за действия при радиационна авария, оценка на изходните събития, класификация на авариите, оповестяване, управление на авариите и за защита на персонала в обхвата на задълженията на длъжностните лица от ЕП-2 съгласно Аварийния план на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД.

Оценки на системата за управление

Програмата за осигуряване на качеството обхваща изпълнението на следните дейности по оценка на функционирането на системата за управление (СУ):

- вътрешни одити и инспекции по качество;;
- проверки за спазване на изискванията по ЯБ, РЗ, ТБ, ПБ, МО и околна среда;
- одити на външни организации (одити от втора страна)
- външни независими оценки международни организации.

Целта на провежданите оценки е да се провери спазването на изискванията определени в нормативните документи и във вътрешнодружествените документи и се оцени ефективността на СУ.

Поддържане на експлоатационния ред и експлоатационното състояние на оборудването

ПОК обхваща дейности по поддържането (организация и контрол) на експлоатационния ред и експлоатационното състояние на обектите, оборудването, съоръженията, помещенията и площадките, поддържани от персонала на ЕП-2.

ПОК не обхваща дейностите по поддържане на експлоатационния ред на обекти, помещения и оборудване, намиращи се на площадката на ЕП-2, но обслужвани от персонал на други структурни подразделения на "АЕЦ Козлодуй" ЕАД съгласно заповед на Изпълнителния директор.

Показатели за самооценка

ПОК обхваща всички дейности свързани с поддържане на системата от показатели за безопасна експлоатация и самооценка на ефективното управление на „АЕЦ Козлодуй” ЕАД и предприемане на необходими коригиращи мерки за подобряване на общото ниво на безопасност и ефективна експлоатация на блокове 5 и 6.

Експлоатационен опит

В обхвата на ПОК са включени дейности, свързани с:

- анализ на експлоатационните събития от 5 и 6 блок;
- участие в разследване на събития на други блокове и обекти на “АЕЦ Козлодуй” ЕАД;
- получаване и прилагане на експлоатационния опит от други АЕЦ.

Планиране

В обхвата на ПОК влизат следните дейности, свързани с планирането:

- дългосрочно планиране (10- годишен график за ремонт на КСК)
- изготвяне на предложения за инвестиционна, производствената и ремонтна програми, програма за организация и управление, и за управление на човешките ресурси;
- изготвяне на Годишен план за дейността на ЕП-2;
- подготовка на планови годишни ремонти (ПГР);
- подготовка на превантивни технически обслужвания и ремонти (ТОиР) при работа на блокове 5 и 6 на стационарно ниво на мощност;
- планиране на краткосрочни дейности, необходими за експлоатацията на блокове 5 и 6 (система за заявки).

Управление на доставките

В обхвата на ПОК влизат следните дейности, свързани с доставките на стоки и услуги:

- изготвяне на ТЗ/ТС с указване на технически изисквания, изисквания за СУ на ВО и прилагане на степенуван подход на база класификация по безопасност на КСК, спазване на нормативни документи и стандарти, изисквания за безопасност);
- оценка на дейността, предвидена за възлагане на ВО по отношение на ЯБ. РЗ, ФЗ, АГ, ТБ, ПБ, ОС и качество и определяне на изисквания, свързани с достъп и организация на работата на площадката на ЕП-2;
- сключване и управление на договори;
- проверка на готовността на ВО за започване на работа по сключен договор (проверка на ПОК/ПКК, квалификацията на персонала на ВО и др.);
- входящ контрол и приемане на доставено оборудване/материали;
- приемане на работите от ВО по сключен договор (проектна документация/отчети от изследвания, СМР, единични и функционални изпитания).

Съхраняване на оборудване, материали и резервни части

В обхвата на ПОК влизат следните дейности, свързани със съхраняването на оборудване, материали и резервни части:

- съхранение на ново оборудване, резервни части и материали, изписани от складовете;

- съхранение на демонтирани оборудване, съоръжения, резервни части и материали, които не са върнати в складовете или са ремонтирани и са в резерв;
- съхранение на консумативи, реагенти и други материали, необходими за влагане в производствените дейности;
- участие в дейностите по съхранение на оборудване, резервни части и материали, намиращи се в складовете на отдел „Логистика на запасите”.

1.16 Литература

[1] Подобряване на огнеустойчивостта на огнеупорните врати. Мярка 18111 от Програмата за модернизация.

[2] Ограничаване на разпространението на пожара през вентилационните канали. Мярка 18121 от Програмата за модернизация, Framatome ANP, 2004 г.

[3] Модификация на системата за газово пожарогасене. Мярка 18122 от Програмата за модернизация, Framatome ANP, 2004 г.

[4] Квалифициране на кабелните проходки и планиране на подмяната им. Мярка 24231 от Програмата за модернизация.

[5] Наредба № 2. Противопожарни строително-технически норми. Българска строителна камара, 1994 г

[6] Актуализиране на ВАБ ниво-1 на блок 5 и 6. ТОМ 3. Анализ на риска от вътрешни пожари. Договор №2229185/20.03.02. Риск Инженеринг АД.

[7] MK-DTT-SIE-0341 b; “Анализ на риска от пожар”, Мярка 21111 от Програмата за модернизация на 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй” – фаза основен инженеринг, рев. b, март 2000 г.

[8] MK-DST-FFRA-0001C, Анализ на опасността от пожар за сгради МЗ, ЕТУ, СК, ДГС и ЦПС. Мярка 21111 от Програмата за модернизация, Framatome ANP, 2000

[9] Доклад за ОВОС на АЕЦ "Козлодуй", Научно-изследователски сектор на Техническия университет – София, 1999];

[10] Техническо задание № 2018.30.ОБ.00.ТЗ.1524;

[11] Програма за осигуряване на качеството с идент №КИ-03-2108 по Договор Рег. № 292000039/12.02.2019 г. с Възложител „АЕЦ „Козлодуй” ЕАД с предмет “Разработване на Глава 1 "Общо описание" на Отчет за анализ на безопасността (ОАБ) като самостоятелен документ за обществено достояние и актуализация на Глава 15 "Анализ на авариите" на база извършени нови анализи за преход на експлоатация на 104% с гориво ТВСА-12 за 5 и 6 блок на АЕЦ „Козлодуй;

[12] НП-006-98 (ПНАЭГ-1-036-95) Требования к содержанию отчета по обоснованию безопасности АС с реактором типа ВВЭР;

[13] IAEA Safety Guide GS-G-4.1 (Format and Content of the Safety Analysis Report for Nuclear Power Plants;

[14] Проекта за Повишаване на мощността на реакторната установка на 5 блок до 104% ;

[15] Актуален ОАБ на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй” 35.ОБ.00.ОАБ.01-07 – Отчет за анализи на безопасността;

[16] Разработване на усъвършенстван ядрено-горивен цикъл и обосновка на безопасната работа на блок 5 на «АЕЦ Козлодуй» ЕАД с модифицирано ядрено гориво на мощност 3120 MW;

[17] Закон за безопасно използване на ядрената енергия, 2018 г;

[18] Окончателен отчет за обосновка на възможността за продължаване на срока на експлоатация на 5 блок на АЕЦ Козлодуй до 60 години PLEX2-5-040000-RAS-01 DTR-RB1;

[19] Изследване и определяне на местоположението на предпочетена площадка за изграждане на нова ядрена мощност на площадката на АЕЦ Козлодуй и прилежащи територии, Риск Инженеринг АД, 2013г;

[20] Ръководство на регулаторния орган "Извършване на периодичен преглед на безопасността на ядрени централи" РР-18/2016, АЯР, 2016г.

[21] Евстатиев и колектив , 2001г.

[22] Изследвания на Геофизическия Институт на БАН, 1999г.

[23] Локални метеорологични условия в района на АЕЦ Козлодуй, Консорциум „Метеорологични системи и Екипировка”, 2018г;

[24] PLEX2-5-030304-REL-01-DTC, Заключение за техническото състояние и остатъчния ресурс на защитната херметична обвивка на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй”

[25] PLEX2-5-030304-REL-02-DTC, Заключение за техническото състояние и остатъчния ресурс на строителните конструкции на реакторно отделение на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй”

[26] PLEX2-5-030304-REL-03-DTC, Заключение за техническото състояние и остатъчния ресурс на строителните конструкции на ДГС и електрическите канали на блок 6 на АЕЦ „Козлодуй”

[27] PLEX2-5-030302-REN-04-DTC, Технически отчет за оценка на фактическото състояние на бризгалните басейни на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй”

[28] ОТЧЕТ.116/02-0859-2012 Отчет за резултатите от комплексното обследване на фактическото състояние и оценката на остатъчния ресурс на сградите и съоръженията на блок 5 на АЕЦ „Козлодуй“

[29] Списък на квалифицираното оборудване на блокове 5 и 6 на АЕЦ “Козлодуй” № (М.23121). MK-DST-AEE-0017.

[30] Mathematical model and Dynamic Characteristics of Turbine Hall and Electrical Building, Report mK-DTT-SIE-0213 on Items 19121/21241 of KNPP Units 5&6 modernization Program, Siemens (KWU NDA2/99/E0504) – Risk Engineering Ltd. (MK-DTR-REL-0003E), 1999.

[31] Mathematical model and Dynamic Characteristics of Reactor Building, Risk Engineering Ltd., Report mK-DTR-REL-0001E

[32] Mathematical model and Dynamic Characteristics of the Pump House Intake Structure, Report mK-DTT-SIE-0280 on Items 19121/21241 of KNPP Units 5&6 modernization Program, Siemens (KWU NDA2/99/E0629) – Risk Engineering Ltd. (MK-DTR-REL-0006E), 1999.

[33] Mathematical model and Dynamic Characteristics of the Auxiliary Building, Report mK-DTT-SIE-0208 on Items 19121/21241 of KNPP Units 5&6 modernization Program, Siemens (KWU NDA2/99/E0492) – Energoproekt PLC. (D-139-140/1), 1999.

[34] Mathematical model and Dynamic Characteristics of the Diesel generator Buildings, KWU NDA2/99/E0496 (MK-DTT-SIE-0210), Siemens 1999.

[35] АЕЦ “Козлодуй-III” в България. Технически проект, част строително-конструктивна и архитектурна, том I, раздел 5.1, Топлопроект, Москва 1981 (на руски).

[36] “Норми за проектиране на плоско фундиране”, МТРС, Наредба № 1 от 01.09,1996г.

[37] Man-Induced Events in Relation to Nuclear Power Plant Design, IAEA Safety guide No.50-SG-D5, 1980.

[38] Extarnal man-Induced Events in Relation to Nuclear Power Plant Siting. A Safety guide., IAEA Safety guide No.50-SG-S5,1981.

[39] External Events (excluding Earthquakes) in Nuclear Plant Design, IAEA Safety Standards Series, Draft Safety guide NS-G-1.X to supersede 50-SG-D5, Working ID DS 301.

[40] Геофизичен институт – БАН. 1994. Изследвания и дейности за повишаване на сигурността на площадка АЕЦ “Козлодуй”. Сеизмична сигурност (т. А). Фонд Геофизичен институт.

[41] Иванов, Р., Е Накова, АЕЦ “Козлодуй”. Сеизмични проучвания в строителната площадка във връзка със сеизмичната й осигуреност, София, 1991г.

[42] MK-DST-FGER-0005 - Класифициране на оборудването и системите на 5 и 6 блок по безопасност, сеизмика и качество;

[43] Климатът на България, Изд. на БАН, 1991г.

[44] Подобряване на сеизмичната устойчивост на носещите конструкции на сгради от ЕП-2. Техническа обосновка на безопасността. Машинна зала – Блок 5, версия 1, ДИ-421_19121-МЗ-ТОБ-5

[45] The power reactor Information system (PRIS) and its extension to non-electrical applications, Decommissioning and Delayed projects Information, TECHNICAL REPORTS SERIES No. 428