Чувствительность вероятностной модели в зависимости от принятого для малых течей первого контура безопасного конечного состояния

	Значение ЧПАЗ, 1/год	Относительное отклонение от базовой ЧПАЗ
Конечное безопасное состояние для малых течей первого контура (ИСА S3,S4) "холодный останов" **(модель-1)**	**1,8E-04**	**0**
Конечное безопасное состояние для малых течей первого контура (ИСА S3,S4) "горячий останов" **(модель-2).**	**3.97E-05**	**0,221**
Конечное безопасное состояние для малых течей первого контура (ИСА S3,S4) "горячий останов" и использование режима "сброс-подпитка" по линиям YR для отвода тепла первого контура	**3.13E-05**	**0,174**

В соответствии с ОПБ (НП 306.1.02/1.034-2000):

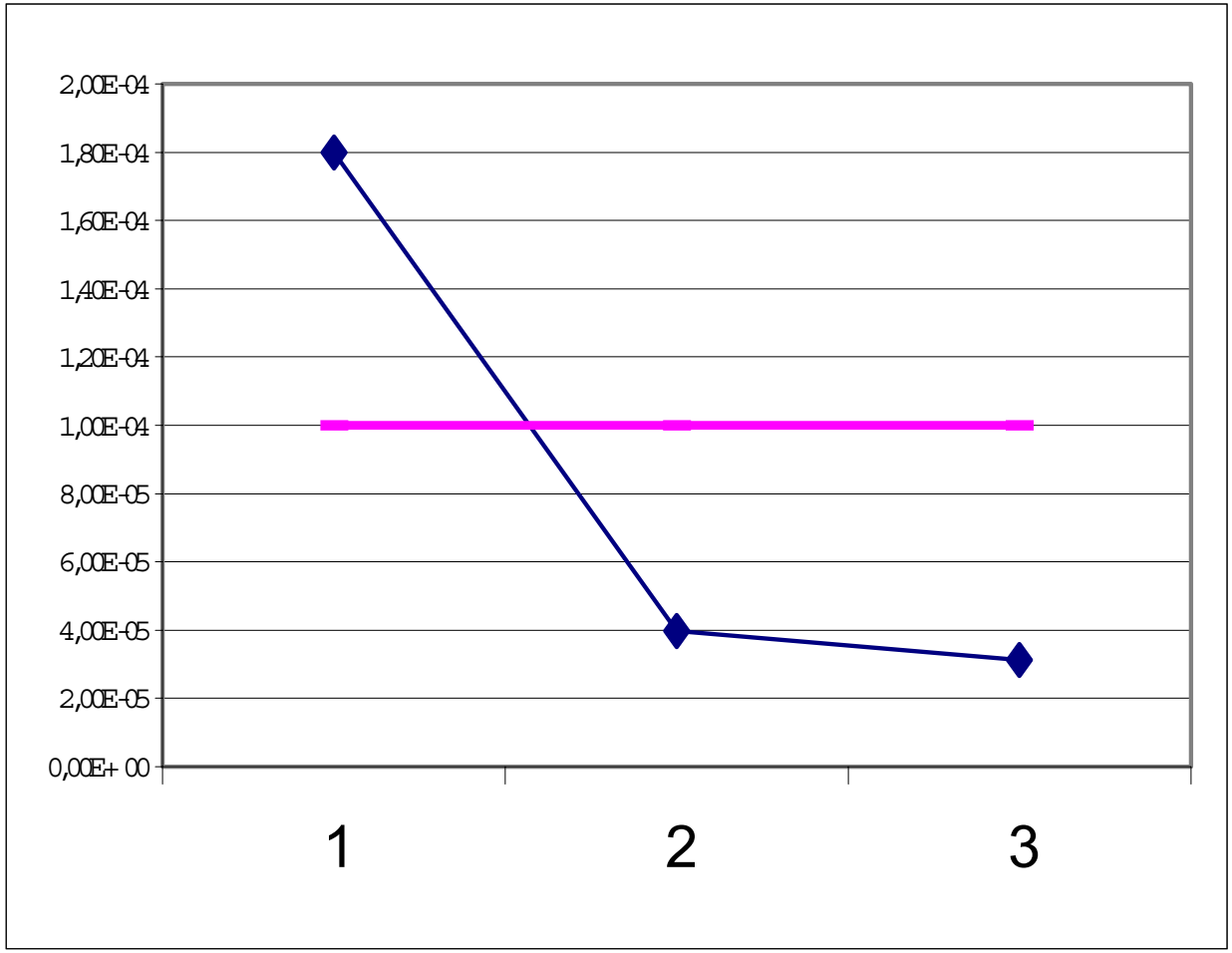
Целевым показателем для действующих и строящихся блоков АС является вероятность тяжелого повреждения активной зоны ниже 10^{-4} в год.
При этом необходимо стремиться к тому, чтобы оценочное значение вероятности не превышало 10^{-5} на реактор в год.

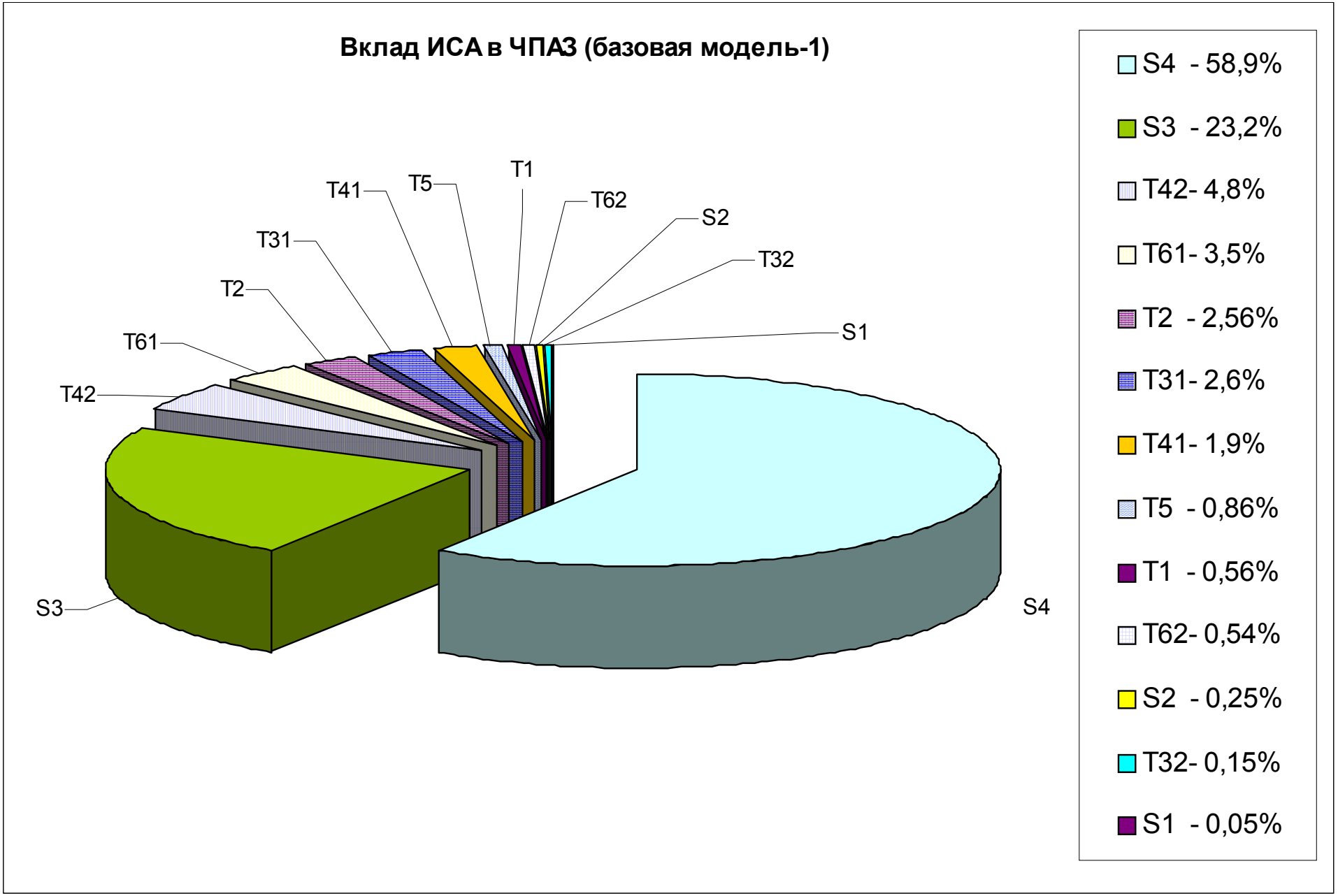
Чувствительность вероятностной модели в зависимости от принятого для малых течей первого контура безопасного конечного состояния

1. ЧПАЗ для базовой модели (модель-1)

2. ЧПАЗ для модели в которой конечное безопасное состояние для малых течей первого контура (ИСА S3,S4) "горячий останов" (модель-2).

ЧПАЗ для модели в которой конечное безопасное состояние для малых течей первого контура (ИСА S3,S4) "горячий останов" и использование режима "сброс-подпитка" по линиям YR для отвода тепла первого контура

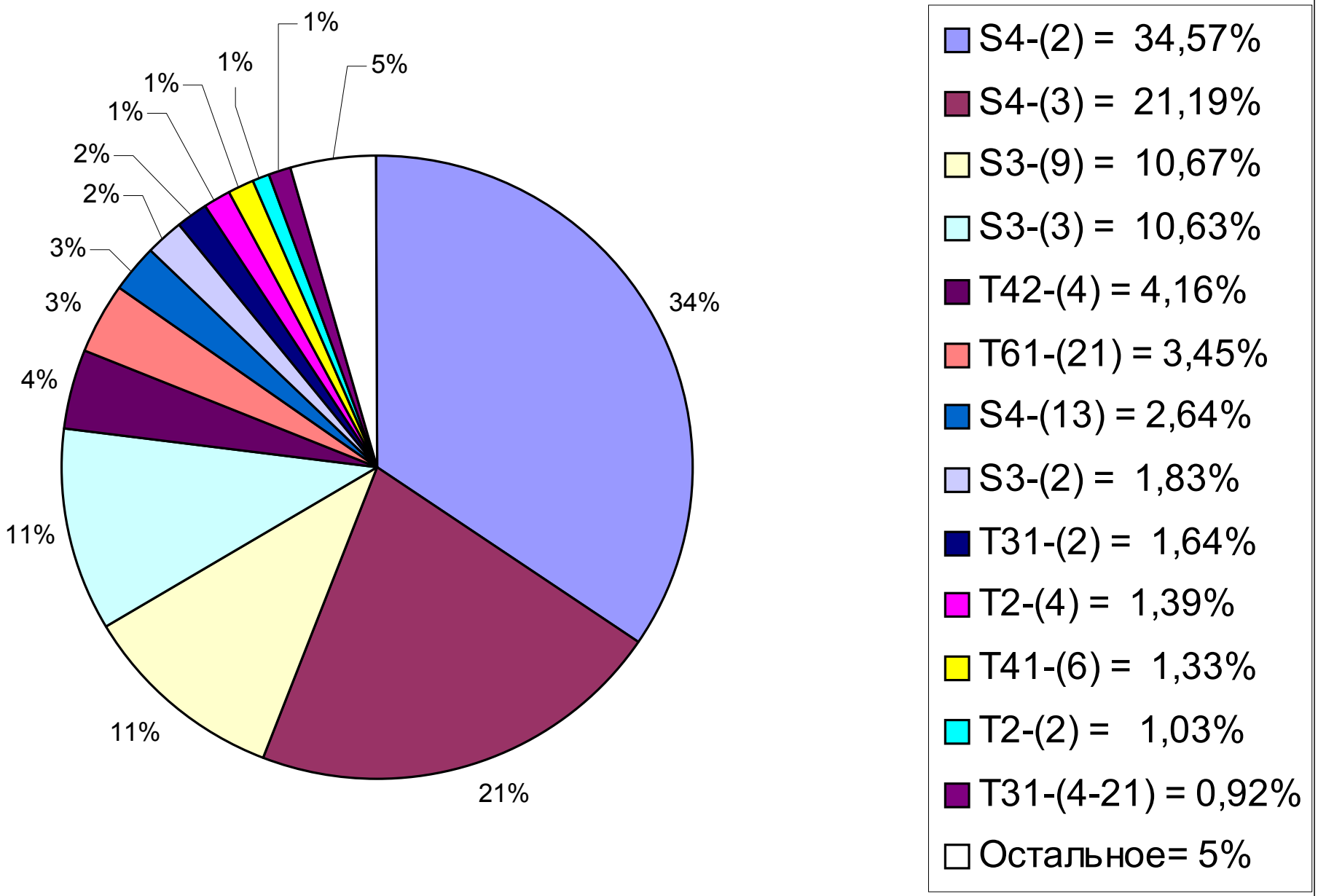



Вклад ИСА в ЧПАЗ (базовая модель-1)
S4
S3
T42
T61
T2
T31
T41
T5
T1
T62
S2
T32
S1
S4 - 58,9%
S3 - 23,2%
T42- 4,8%
T61- 3,5%
T2 - 2,56%
T31- 2,6%
T41- 1,9%
T5 - 0,86%
T1 - 0,56%
T62- 0,54%
S2 - 0,25%
T32- 0,15%
S1 - 0,05%

Вклад ИСА в ЧПАЗ (модель-1)

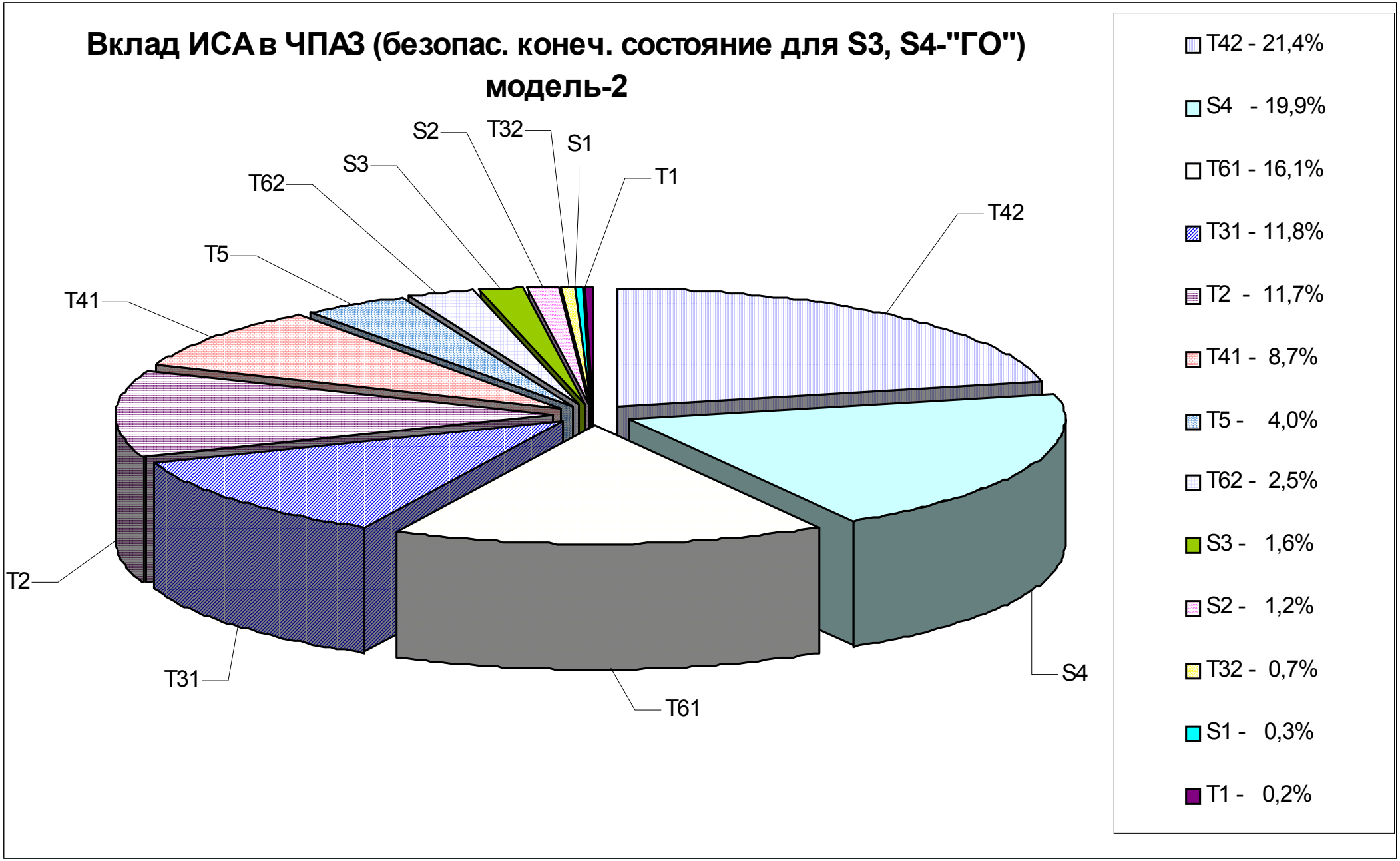
№ п/п	Код ИСА	[%] в ЧПАЗ	Название группы исходного события аварии (ИСА)
1	**S4**	**58,9%**	Малая течь первого контура компенсируемая системой подпитки-продувки 1к. (Ду < 11мм)
2	**S3**	**23,2%**	Малая течь первого контура (11 < D < 50мм)
3	**T42**	**4,8%**	Средняя течь первого контура во второй контур (отрыв крышки холодного коллектора ПГ по первому контуру D=100м)
4	**T61**	**3,5%**	Не изолируемый разрыв паропровода за пределами ГО, между ПГ и БЗОК.
5	**T2**	**2,56%**	Полная потеря основной питательной воды
6	**T31**	**2,6%**	Переходные процессы приводящие к срабатыванию АЗ
7	**T41**	**1,9%**	Малая течь из первого во второй контур (разрыв трубки ПГ)
8	**T5**	**0,86%**	Разрыв трубопровода питательной воды (пара) в пределах ГО.
9	**T1**	**0,56%**	Обесточение всех секций 6кВ нормального электроснабжения
10	**T62**	**0,54%**	Изолируемый разрыв паропровода
11	**S2**	**0,25%**	Средняя течь первого контура (50 < D < 200мм)
12	**T32**	**0,15%**	Потеря вакуума в конденсаторах турбины
13	**S1**	**0,05%**	Большая течь первого контура (D >200мм)

Вклад в ЧПАЗ доминантных АП (модель-1)



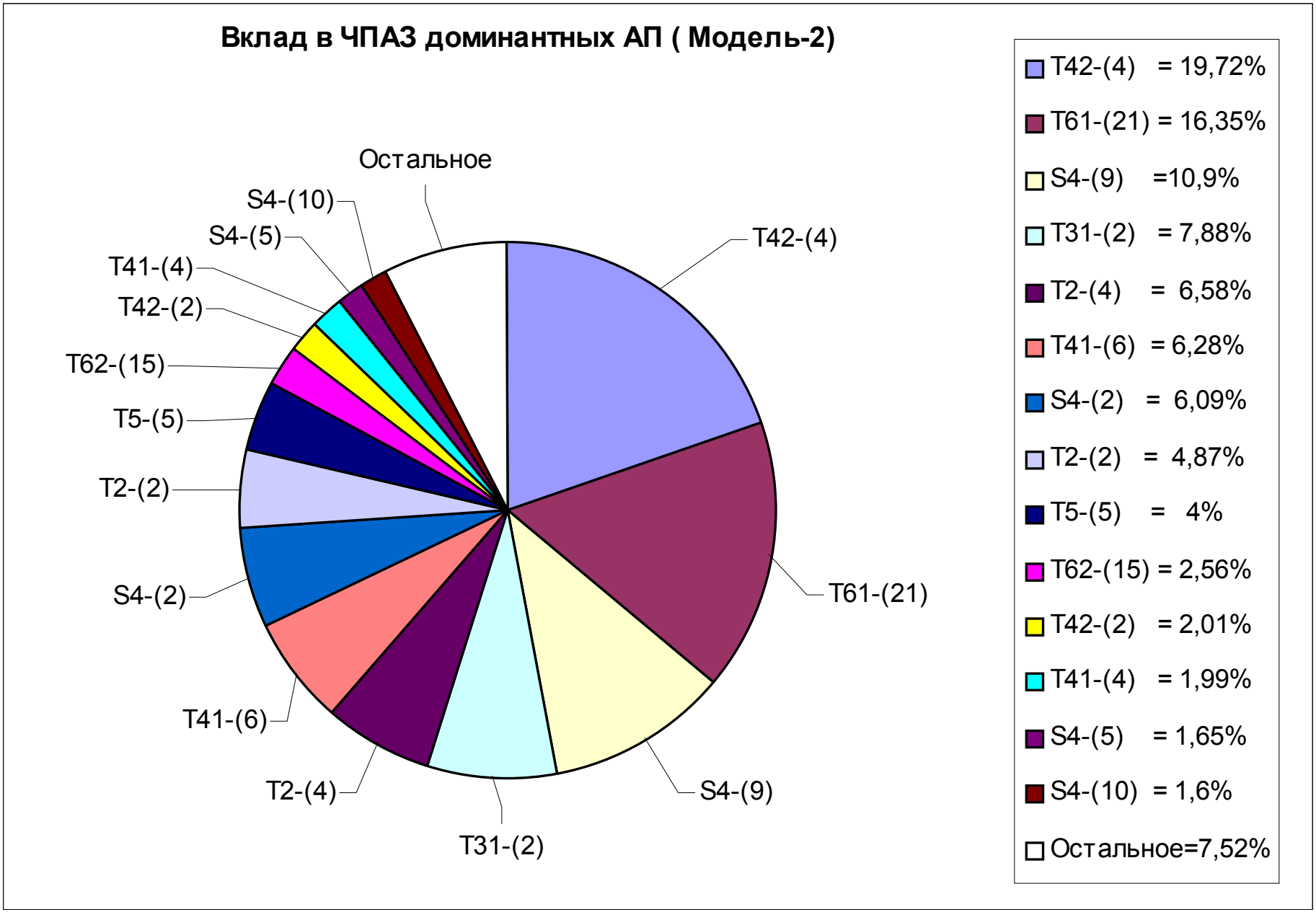
Доминантные аварийные последовательности (модель-1).

№	Код ИСА	АП	[%] в ЧПАЗ	Описание АП
1	**S4**	**(2)**	**34,57**	Отказ функции долговременного отвода тепла по 1 контуру
2	**S4**	**(3)**	**21,19**	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме расхолаживания
3	**S3**	**(9)**	**10,67**	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме расхолаживания
4	**S3**	**(3)**	**10,63**	Отказ функции управления давлением первого контура
5	**T42**	**(4)**	**4,16**	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме расхолаживания
6	**T61**	**(21)**	**3,45**	Отказ функции изоляции ПГ с помощью БЗОК при не закрытии БРУ-К
7	**S4**	**(13)**	**2,64**	Отказ функции управления реактивностью вводом бора
8	**S3**	**(2)**	**1,83**	Отказ функции управления давлением первого контура
9	**T31**	**(2)**	**1,64**	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме поддержания давления
10	**T2**	**(4)**	**1,39**	Отказ функции управления давлением первого контура
11	**T41**	**(6)**	**1,33**	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме расхолаживания
12	**T2**	**(2)**	**1,03**	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме поддержания давления
13	**T31**	**(4-21)**	**0,92**	Отказ функции изоляции парогенератора по пару (Трансфер на T61)
	-----	**-----**	**4,55**	Остальные аварийные последовательности.


Вклад ИСА в ЧПАЗ (безопас. конеч. состояние для S3, S4-"ГО") модель-2
S2
T32
S1
S3
T1
T62
T42
T5
T41
T2
T31
T61
S4
T42 - 21,4%
S4 - 19,9%
T61 - 16,1%
T31 - 11,8%
T2 - 11,7%
T41 - 8,7%
T5 - 4,0%
T62 - 2,5%
S3 - 1,6%
S2 - 1,2%
T32 - 0,7%
S1 - 0,3%
T1 - 0,2%

Вклад ИСА в ЧПАЗ (Модель-2)

№ п/п	Код ИСА	[%] в ЧПАЗ	Название группы исходного события аварии (ИСА)
1.	T42	21,4%	Средняя течь первого контура во второй контур (отрыв крышки холодного коллектора ПГ по первому контуру D=100м)
2.	S4	19,9%	Малая течь первого контура компенсируемая системой подпитки-продувки 1к. (Ду < 11мм)
3.	T61	16,1%	Не изолируемый разрыв паропровода за пределами ГО, между ПГ и БЗОК.
4.	T31	11,8%	Переходные процессы приводящие к срабатыванию АЗ
5.	T2	11,7%	Полная потеря основной питательной воды
6.	T41	8,7%	Малая течь из первого во второй контур (разрыв трубки ПГ)
7.	T5	4,0%	Разрыв трубопровода питательной воды (пара) в пределах ГО.
8.	T62	2,5%	Изолируемый разрыв паропровода
9.	S3	1,6%	Малая течь первого контура (11 < D < 50мм)
10.	S2	1,2%	Средняя течь первого контура (50 < D < 200мм)
11.	T32	0,7%	Потеря вакуума в конденсаторах турбины
12.	S1	0,3%	Большая течь первого контура (D >200мм)
13.	T1	0,2%	Обесточение всех секций 6кВ нормального электроснабжения

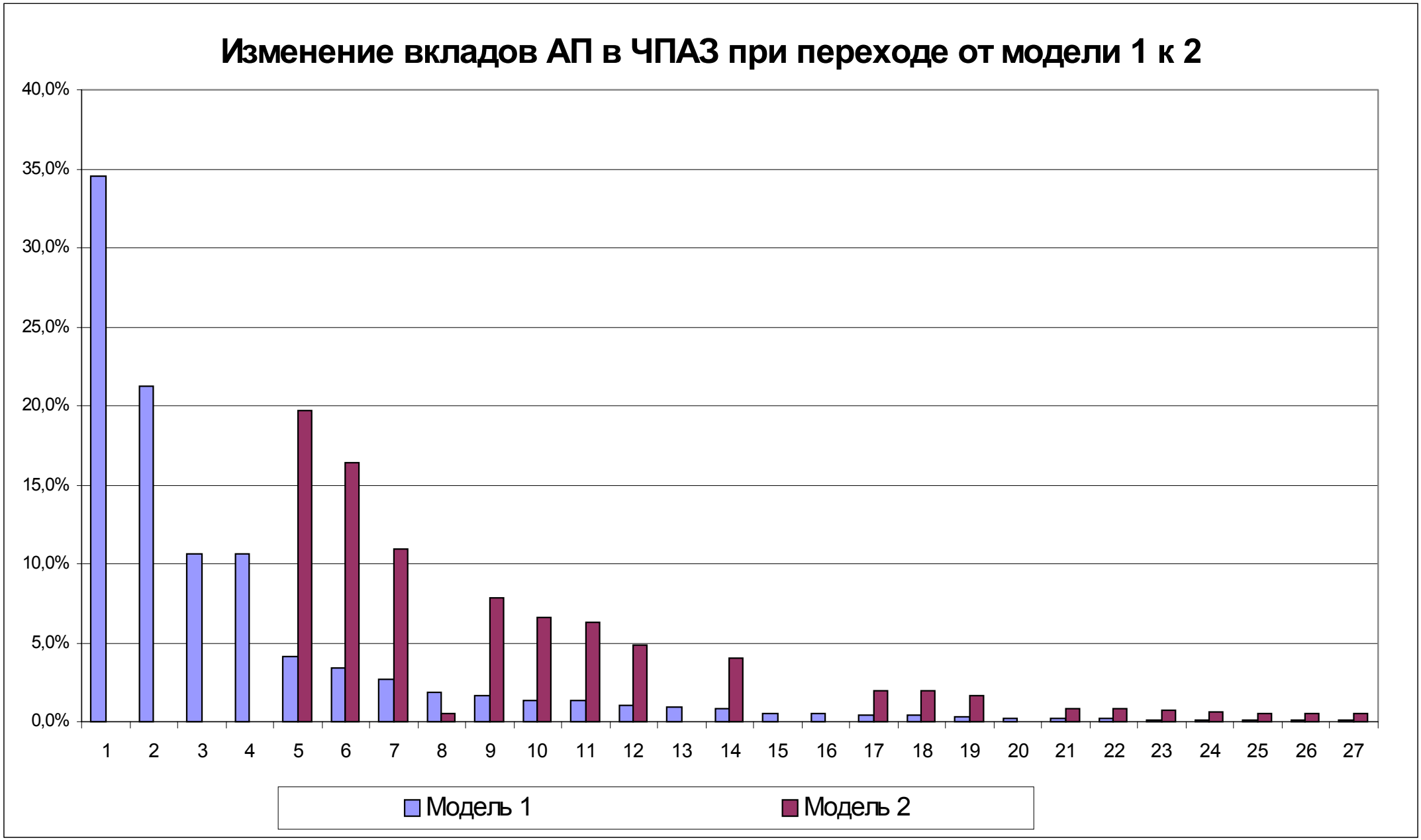

Вклад в ЧПАЗ доминантных АП (Модель-2)
Остальное
S4-(10)
S4-(5)
T41-(4)
T42-(2)
T62-(15)
T5-(5)
T2-(2)
S4-(2)
T41-(6)
T2-(4)
T31-(2)
S4-(9)
T61-(21)
T42-(4)
T42-(4) = 19,72%
T61-(21) = 16,35%
S4-(9) =10,9%
T31-(2) = 7,88%
T2-(4) = 6,58%
T41-(6) = 6,28%
S4-(2) = 6,09%
T2-(2) = 4,87%
T5-(5) = 4%
T62-(15) = 2,56%
T42-(2) = 2,01%
T41-(4) = 1,99%
S4-(5) = 1,65%
S4-(10) = 1,6%
Остальное=7,52%

Доминантные аварийные последовательности (модель с конечным безопасным состоянием для малых течей первого контура «ГО»).

№ п/п	Код ИСА	АП	Вклад в ЧПАЗ [%]	Описание АП
1	T42	(4)	19,72%	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру (ПСУ в режиме расхолаживания)
2	T61	(21)	16,35%	Отказ функции изоляции ПГ, при наличии отказа – не закрытие БРУ-К после открытия.
3	S4	(9)	10,90%	Отказ функции управления реактивностью (ввод бора от TB10, TQ13,14)
4	T31	(2)	7,88%	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру (ПСУ в режиме поддержания давления)
5	T2	(4)	6,58%	Отказ функции управления давлением первого контура
6	T41	(6)	6,28%	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру (ПСУ в режиме расхолаживания)
7	S4	(2)	6,09%	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру (ПСУ в режиме поддержания давления)
8	T2	(2)	4,87%	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру (ПСУ в режиме поддержания давления)
9	T5	(5)	4,00%	Отказ функции изоляции по пару не аварийных ПГ (отказ БЗОК) при наличии отказа БРУ-К
10	T62	(15)	2,56%	Отказ функции изоляции по пару ПГ (отказ БЗОК)
11	T42	(2)	2,01%	Отказ функции управление реактивностью поддержание запаса теплоносителя
12	T41	(4)	1,99%	Отказ функции отвода тепла от первого контура по ЛПР, при наличии отказа БЗОК аварийного ПГ (отказ изоляции ПГ)
13	S4	(5)	1,65%	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру (ПСУ в режиме поддержания давления), при наличии отказов функции управления реактивностью и обеспечения запаса теплоносителя первого контура (ТК, TB10).
14	S4	(10)	1,60%	Отказ функции управления давлением 1к (YR), при наличии отказа функции управления реактивностью.
			7,52%	Остальные аварийные последовательности.

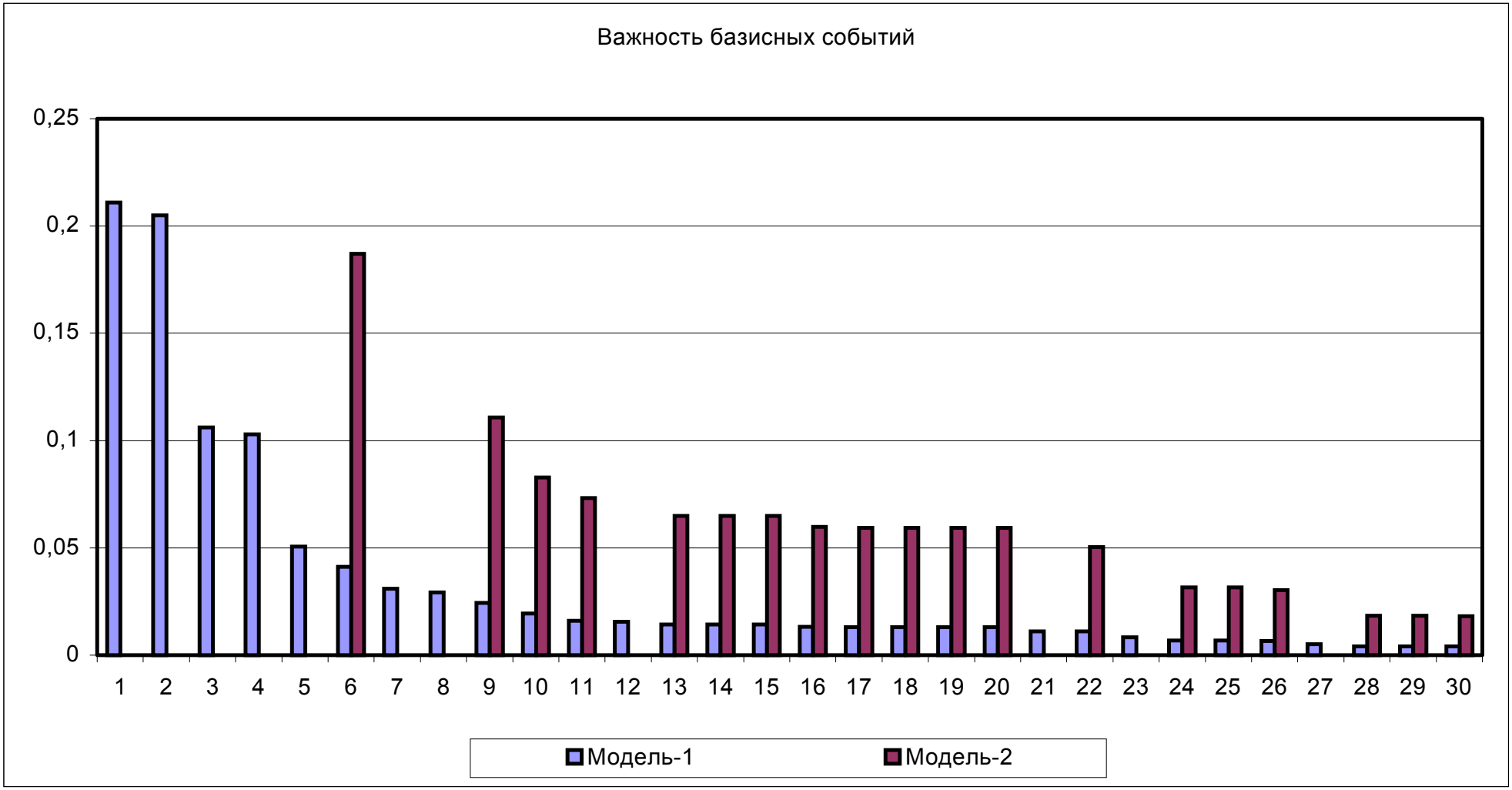
Сравнительная таблица вкладов в суммарную ЧПАЗ для модели-1 и модели-2.

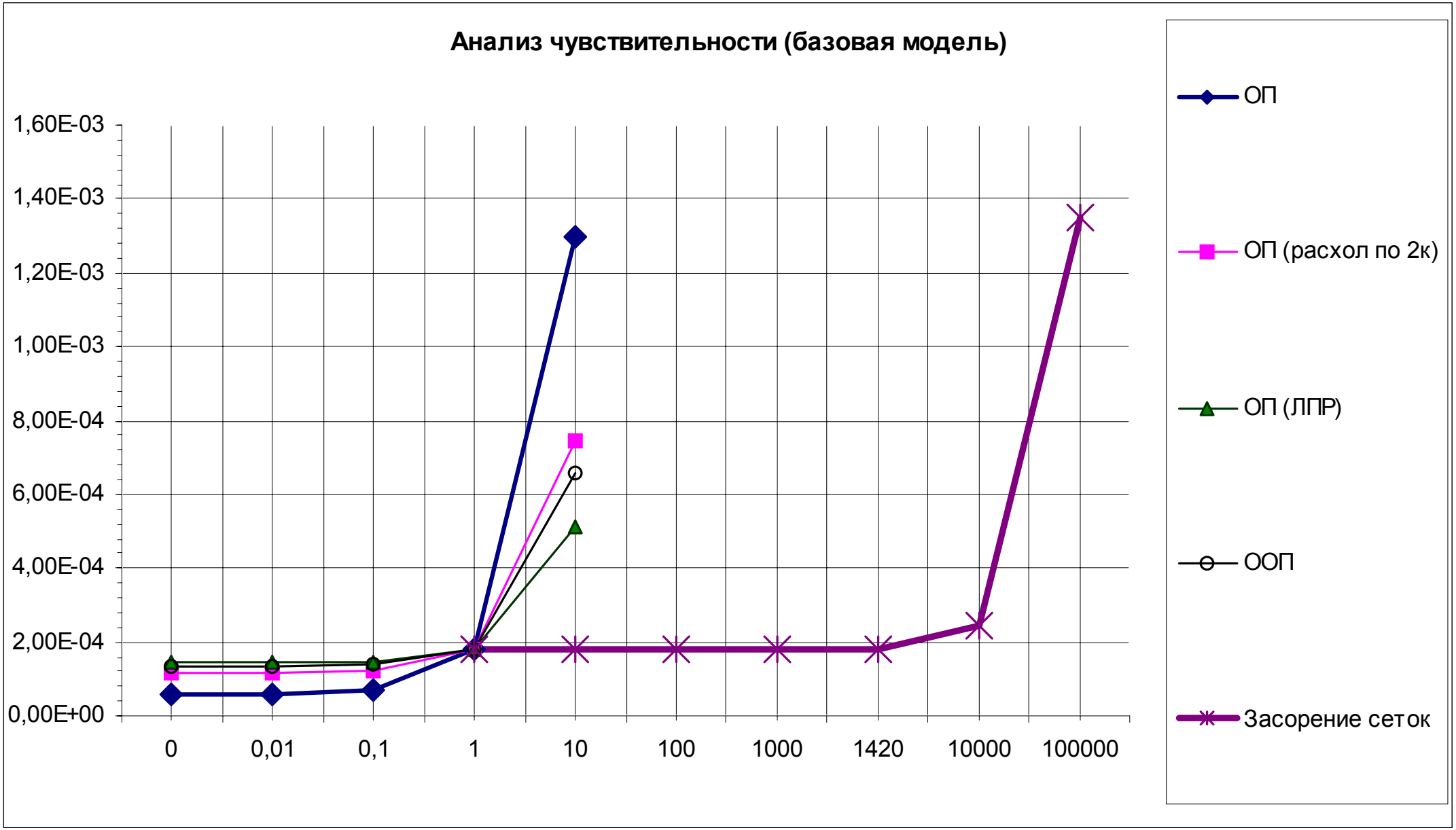
п/п	ИСА-(АП)	Описание АП	Модель-1	Модель-2
1	S4-(2)	Отказ функции долговременного отвода тепла по 1 контуру	34,6%	0,0%
2	S4-(3)	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме расхолаживания	21,2%	0,0%
3	S3-(9)	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме расхолаживания	10,7%	0,0%
4	S3-(3)	Отказ функции управления давлением первого контура	10,6%	0,0%
5	T42-(4)	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме расхолаживания	4,2%	19,7%
6	T61-(21)	Отказ функции изоляции ПГ с помощью БЗОК при не закрытии БРУ-К	3,5%	16,4%
7	S4-(13)	Отказ функции управления реактивностью вводом бора	2,6%	10,9%
8	S3-(2)	Обеспечение запаса теплоносителя в 1 к. Отвод тепла по 1 контуру	1,8%	0,5%
9	T31-(2)	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме поддержания давления	1,6%	7,9%
10	T2-(4)	Отказ функции управления давлением первого контура	1,4%	6,6%
11	T41-(6)	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме расхолаживания	1,3%	6,3%
12	T2-(2)	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме поддержания давления	1,0%	4,9%
13	T31-(4-21)	Трансфер на T61 (Отказ функции изоляции парогенератора по пару)	0,9%	0,0%
14	T5-(5)	Отказ функции изоляции по пару не аварийных ПГ (отказ БЗОК) при наличии отказа БРУ-К	0,8%	4,0%
15	T62-(15)	Отказ функции изоляции аварийного ПГ по пару с наложением отказа изоляции неаварийных ПГ по пару	0,5%	0,0%
16	S4-(7)	Отказ функции поддержания запаса теплоносителя в 1 к при низких давлениях	0,5%	0,0%
17	T42-(2)	Отказ функции управления реактивностью, поддержания запаса теплоносителя 1 к.	0,4%	2,0%
18	T41-(4)	Отказ функции долговременного отвода тепла по 1 контуру	0,4%	2,0%
19	S4-(8)	Отказ функции управления давлением 1-го контура	0,3%	1,6%
20	S4-(14)	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме расхолаживания	0,3%	0,0%
21	S2-(4)	Отказ функции управления реактивностью, функции поддержания запаса теплоносителя 1 к.	0,2%	0,8%
22	S3-(8)	Отказ функции управления реактивностью вводом бора	0,2%	0,8%
23	T32-(2)	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме поддержания давления	0,2%	0,7%
24	T41-(14)	Отказ функции управления реактивностью вводом бора	0,1%	0,6%
25	T42-(11)	Отказ функции отвода тепла по 2 контуру в режиме расхолаживания	0,1%	0,6%
26	S3-(5)	Отказ функции обеспечения запаса теплоносителя и отвода тепла по 1 контуру	0,1%	0,5%
27	T42-(6)	Отказ функции обеспечения запаса теплоносителя и отвода тепла по 1 контуру	0,1%	0,5%


Изменение вкладов АП в ЧПАЗ при переходе от модели 1 к 2
40,0%
35,0%
30,0%
25,0%
20,0%
15,0%
10,0%
5,0%
0,0%
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27
Модель 1
Модель 2

Важность базисных событий по Фусселю-Веселю (Fussell-Vesely).

п/п	Модель-1	Модель-2	Описание базисного события
1	0,211	0	Ошибка персонала при переводе БРУ-А (БРУ-К) в режим расхолаживания (S4, T1)
2	0,205	0	Ошибка персонала при подключении ЛПР
3	0,106	0	Ошибка персонала при переводе БРУ-А (БРУ-К) в режим расхолаживания (S3)
4	0,103	0	Ошибка персонала при управлении давлением 1 контура при помощи системы YR (S3, T1, T41)
5	0,0507	0	ООП насосов TQ12D01, TQ22D01, TQ32D01 на запуск
6	0,0413	0,1871	Ошибка персонала при переводе БРУ-А (БРУ-К) в режим расхолаживания (T42)
7	0,0309	0	ООП насосов TQ12D01, TQ22D01, TQ32D01 в работе
8	0,0292	0	ООП 3/3 арматур TQ12S04 TQ22S04 TQ32S04 на открытие
9	0,0244	0,1108	ООП 6/6 насосов QF11-31D01,02 в работе
10	0,0194	0,08285	Ошибка персонала при вводе в работу АПЭН (S4, T1, T2, T31, T32, T5, T61, T62, T7)
11	0,0161	0,07319	Отказ на закрытие БЗОК ПГ-1 TX50S06
12	0,0156	0	ООП арматуры VF40 50 60S05 на изменение положения
13	0,0143	0,06492	Отказ на закрытие БЗОК ПГ-2 TX60S06
14	0,0143	6,49E-02	Отказ на закрытие БЗОК ПГ-3 TX70S06
15	0,0143	0,06492	Отказ на закрытие БЗОК ПГ-4 TX80S06
16	0,0132	0,05976	Ошибка персонала при переводе БРУ-А (БРУ-К) в режим расхолаживания (T41)
17	0,0131	0,05944	Отказ на закрытие БРУ-К №3
18	0,0131	0,05944	Отказ на закрытие БРУ-К №1
19	0,0131	0,05944	Отказ на закрытие БРУ-К №4
20	0,0131	0,05944	Отказ на закрытие БРУ-К №2
21	0,0112	0	ООП 3\3 регулирующей арматуры TQ41S03, TQ42S03, TQ43S03 на изменение положения
22	0,0111	0,05028	ООП 6/6 импульсных клапанов КД YP21,22,23S03,04
23	0,00831	0	Ошибка персонала при подключении ЛПР (S3, S4, T1)
24	0,00688	0,03152	Отказ на закрытие ИПУ ПГ TX50S03
25	0,00688	0,03152	Отказ на закрытие ИПУ ПГ TX50S04
26	0,00661	0,03021	ООП 8/8 регулирующей арматуры TX11,12,13,14S05, TX21,22,31,32S02
27	0,00513	0	ООП обратных клапанов на открытие TQ12S01,TQ22S01, TQ32S01
28	0,00406	0,01841	ООП 6/6 секций 0,4кВ на выполнение функции
29	0,00401	0,01832	ООП 3/3 насосов TX10,20,30D01 на запуск
30	0,00398	0,01806	Ошибка персонала при подключении ЛПР (T41, T42)


Важность базисных событий
0,25
0,2
0,15
0,1
0,05
0
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30
Модель-1
Модель-2


Анализ чувствительности (базовая модель)
1,60E-03
1,40E-03
1,20E-03
1,00E-03
8,00E-04
6,00E-04
4,00E-04
2,00E-04
0,00E+00
0
0,01
0,1
1
10
100
1000
1420
10000
100000
ОП
ОП (расхол по 2к)
ОП (ЛПР)
ООП
Засорение сеток

Анализ чувствительности (базовая модель)

Изменение величины суммарной ЧПАЗ в зависимости от изменения входных параметров:					
Коэффициент	**Отказы по вине персонала**	**Отказы по вине персонала (расхолаж. по 2к)**	**Отказы по вине персонала (ЛПР)**	**Отказы по общей причине**	**Засорение сеток приямка (ГА-201)**
0	5,85E-05	1,17E-04	1,43E-04	1,32E-04	
0,01	5,97E-05	1,18E-04	1,44E-04	1,32E-04	
0,1	7,07E-05	1,24E-04	1,47E-04	1,37E-04	
1	1,80E-04	1,80E-04	1,80E-04	1,80E-04	1,80E-04
10	1,30E-03	7,46E-04	5,13E-04	6,57E-04	1,80E-04
100					1,80E-04
1000					1,80E-04
1420					1,82E-04
10000					2,43E-04
100000					1,35E-03
Кратность изменения величины суммарной ЧПАЗ в зависимости от изменения входных параметров:					
0	0,325	0,651	0,795	0,732	
0,01	0,332	0,655	0,797	0,735	
0,1	0,392	0,686	0,816	0,758	
1,0	**1**	**1**	**1**	**1**	**1**
10	7,24	4,14	2,84	3,65	1
100					1
1000					1
1420					1,01
10000					1,35
100000					7,47

С целью уточнения влияния конечного состояния на суммарную ЧПАЗ были проведены расчеты с использованием режима “горячий останов” как безопасного конечного состояния для малых течей первого контура. Для этого потребовалось изменение расчетной модели, которое выразилось в удалении из верхних АП ДС S3, S4 функций расхолаживания по 2 контуру и долговременного отвода тепла по 1 контуру с подключением ЛПР. Дополнительно были смоделированы функциональные ДО для режима поддержания давления по 2 контуру – S4-E1E2 и S3-E1E2 соответственно.

Из функциональных ДО для нижних АП ДС были удалены ссылки на ЛПР.

Малая некомпенсируемая течь	Управление реактивностью	Отвод тепла по второму контуру	Управление реактивностью. Обеспечение запаса теплоносителя в 1 к	Управление реактивностью	Управление давлением 1 контура	Обеспечение запаса теплоносителя в 1 к	Обеспечение запаса теплоносителя в 1 к. Отвод тепла по 1 контуру	#	Конечное состояние
S3	АЗ	1\2 ВПЭН) или 1\3 АПН + (1\4 БРУ-А или 1\4 БРУ-К	1\3 TQ13	2\3 TQ14	YR	1\2 + 1\2 YT	1\3 TQ12 + 1\3 TQ12 по ЛПР		
	Автоматически	Автоматически Оператор	Автоматически	Оператор	Оператор	Автоматически	Автоматически Оператор		
	S3-A	S3-E1E3	S3-B2D2	S3-B3	S3-G1	S3-D3	S3-F1F2D4		
								1	OK
								2	CD
								3	CD
								4	OK
								5	CD
								6	CD
								7	CD
								8	CD
								9	CD
								10	ATWS

ДС «Малая некомпенсируемая течь 1 контура в пределах ГО»

Малая некомпенсируемая течь. ДС для спец. расчетов	Управление реактивностью	Управление реактивностью. обеспечение запаса теплоносителя в 1 к	Отвод тепла по второму контуру	Отвод тепла по второму контуру	Управление реактивностью	Управление давлением 1 контура	Обеспечение запаса теплоносителя в 1 к	Обеспечение запаса теплоносителя в 1 к.	#	Конечное состояние
	АЗ	1\3 TQ13	1\2 ВПЭН) или 1\3 АПН + (1\4 БРУ-А или 1\4 БРУ-К в реж. P=const	1\2 ВПЭН) или 1\3 АПН + (1\4 БРУ-А или 1\4 БРУ-К в реж. расхолаж.	2\3 TQ14	YR	1\2 + 1\2 YT	1\3 TQ12		
	Автоматически	Автоматически	Автоматически Оператор	Автоматически Оператор	Оператор	Оператор	Автоматически	Автоматически Оператор		
S3-HSD	S3-A	S3-B2D2	S3-E1E2	S3-E1E3	S3-B3	S3-G1	S3-D3	S3-D4		
									1	OK
									2	CD
									3	OK
									4	CD
									5	CD
									6	CD
									7	CD
									8	CD
									9	ATWS

Измененное ДС «Малая некомпенсируемая течь 1 контура в пределах ГО»

Малая компенсируемая течь	Управл. реактивностью и обеспеч. запаса т\н в 1 к	Управление давлением 1 контура	Управл. реактивностью	Управл. реактивностью	Отвод тепла по 2 контуру	Управл. реактивностью и обеспеч. запаса т\н в 1 к	Управл. реактивностью	Управление давлением 1 контура	Обеспеч. запаса т\н в 1 к	Обеспеч. запаса т\н в 1 к и теплоотвод по первому контуру		#	Конечное состояние
S4	1\3 ТК + (ТВ10)	Впрыск в КД от ТК (ГЦН) или YR	АЗ	АЗ	1\2 ВПЭН или 1\3 АПЭН) + (1\4 БРУ-А или 1\4 БРУ-К	1\3 TQ13	2\3 TQ14	YR	1\2 + 1\2 YT	1\3 TQ12 по ЛПР	(1\3 TQ12 + 1\3 TQ12 по ЛПР		
	Автоматически Оператор	Оператор	Оператор	Автоматически	Автоматически Оператор	Автоматически	Оператор	Оператор	Автоматически	Оператор	Автоматически Оператор		
	S4-B1D1	S4-G1-1	S4-A-1	S4-A-2	S4-E1E3	S4-B2D2	S4-B3	S4-G1-2	S4-D3	S4-F1	S4-F1F2D4-2		
												1	OK
												2	CD
												3	CD
												4	ATWS
												5	CD
												6	OK
												7	CD
												8	CD
												9	OK
												10	CD
												11	CD
												12	CD
												13	CD
												14	CD
												15	ATWS

ДС «Малая течь 1 контура в пределах ГО, компенсируемая системой ТК

Малая компенсируемая течь ДС для спец. Расчетов	Управл. реактивность и обеспеч. запаса т\н в 1 к	Управл. реактивность	Управл. реактивность	Управл. реактивность и обеспеч. запаса т\н в 1 к	Отвод тепла по второму контуру	Отвод тепла по второму контуру	Управление давлением 1 контура	Управление реактивность	Обеспечение запаса теплоносителя в 1 к	Обеспечение запаса теплоносителя в 1 к.	#	Конечное сотояние
	1\3 ТК + (ТВ10)	АЗ	АЗ	1\3 TQ13	1\2 ВПЭН) или 1\3 АПН + (1\4 БРУ-А или 1\4 БРУ-К в реж. P=const	1\2 ВПЭН) или 1\3 АПН + (1\4 БРУ-А или 1\4 БРУ-К в реж. расхолаж.	YR	2\3 TQ14	1\2 + 1\2 YT	1\3 TQ12		
	Автоматически Оператор	Оператор	Автоматически	Автоматически	Автоматически Оператор	Автоматически Оператор	Оператор	Оператор	Автоматически	Автоматически		
S4-HSD	S4-B1D1	S4-A-1	S4-A-2	S4-B2D2	S4-E1E2	S4-E1E3	S4-G1-2	S4-B3	S4-D3	S4-D4		
											1	OK
											2	CD
											3	ATWS
											4	OK
											5	CD
											6	OK
											7	CD
											8	CD
											9	CD
											10	CD
											11	CD
											12	ATWS

Измененное ДС «Малая течь 1 контура в пределах ГО, компенсируемая системой ТК»

Sensitivity of Results to modelling Assumptions.

The current model for unit 5 ZNPP is based on two assumptions which drive the results:

The required end state in the case of small and very small LOCAs is cold shutdown. This is an interpretation of the PRA boundary conditions suggested by the regulatory authority. In the case of ZNPP Unit 5, which has the ability to use the high head injection system in the circulation mode, this is a conservative requirement.

T/H analysis was performed, which showed that an intermediate state could be maintained for an extended period of time. A sensitivity analysis was performed to determine the impact of relaxing the cold shutdown requirement. The results are:

CDF (Cold Shutdown)	CDF (Intermediate Shutdown)
1.8E-4	**3.97E-5**

It can be seen that this results in a factor of more than 3 reduction in the core damage frequency.

The current operating procedures do not explicitly instruct the operator to perform a number of actions which could maximize the use of the plant systems to achieve core cooling in the event of failure of the systems primarily designated for the mitigation of an accident.

A sensitivity analysis was performed to determine the impact of the introduction of revised emergency operating instructions on the core damage frequency. Specifically the use of the bleed and feed mode using the high pressure injection pumps and reactor venting system in the event of failure of all secondary heat removal. Again T/H analysis was performed to determine the efficacy of this mode of decay heat removal. The results are:

CDF (No Feed and Bleed) And hot standby for S3, S4	CDF (Feed and Bleed)
3.97E-5	**3.13E-5**

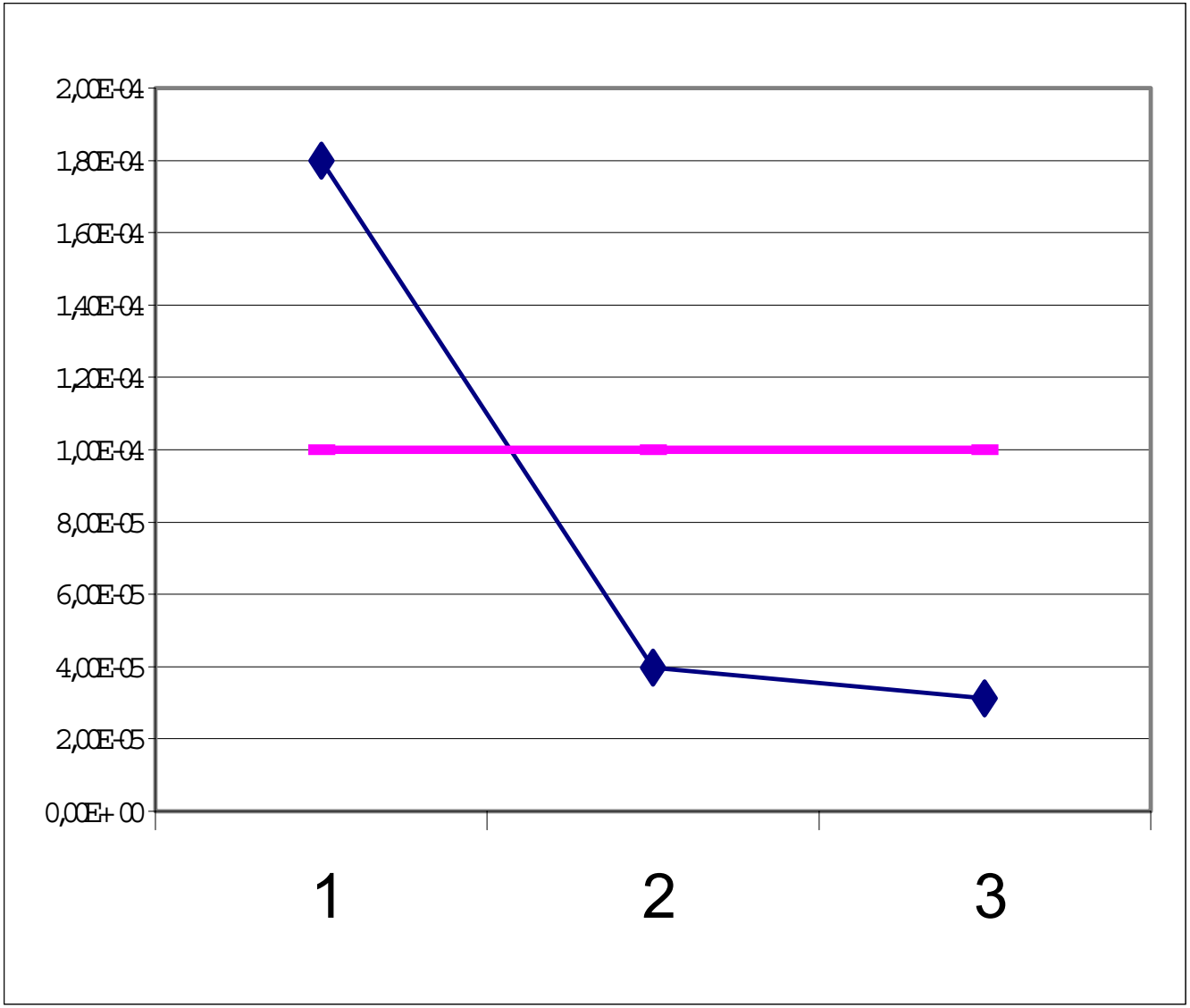
This gives a further reduction of 8.4E-6 (22%). The change in core damage frequency with the current end state for small and very small LOCA will not have much impact on the CDF. However if the end states are revised the reduction is significant.

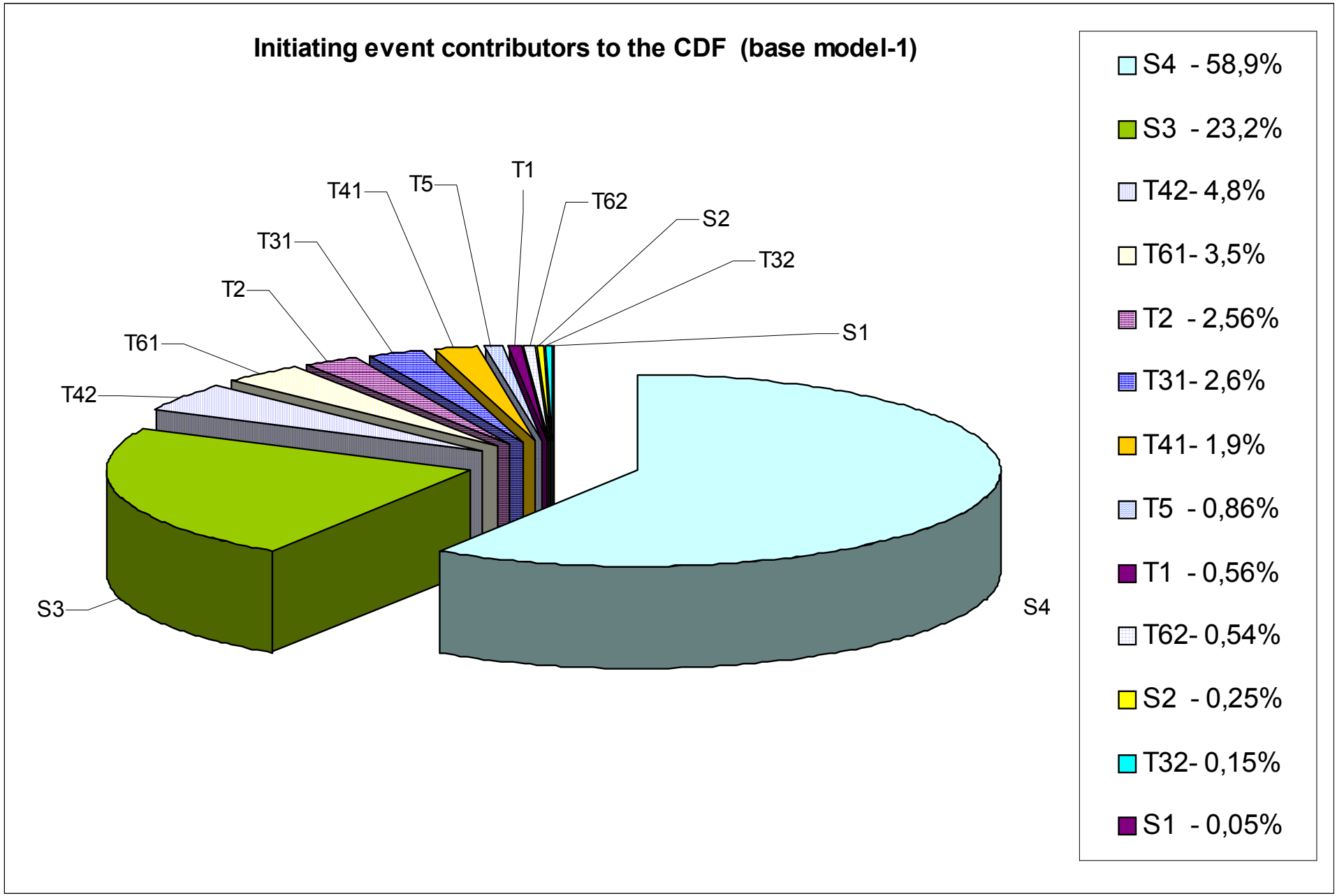
Sensitivity of Results to modeling Assumptions.

1. CDF (Cold Shutdown)

2. CDF hot standby for S3, S4 No (Feed & Bleed)

3. CDF hot standby for S3, S4 and (Feed & Bleed)

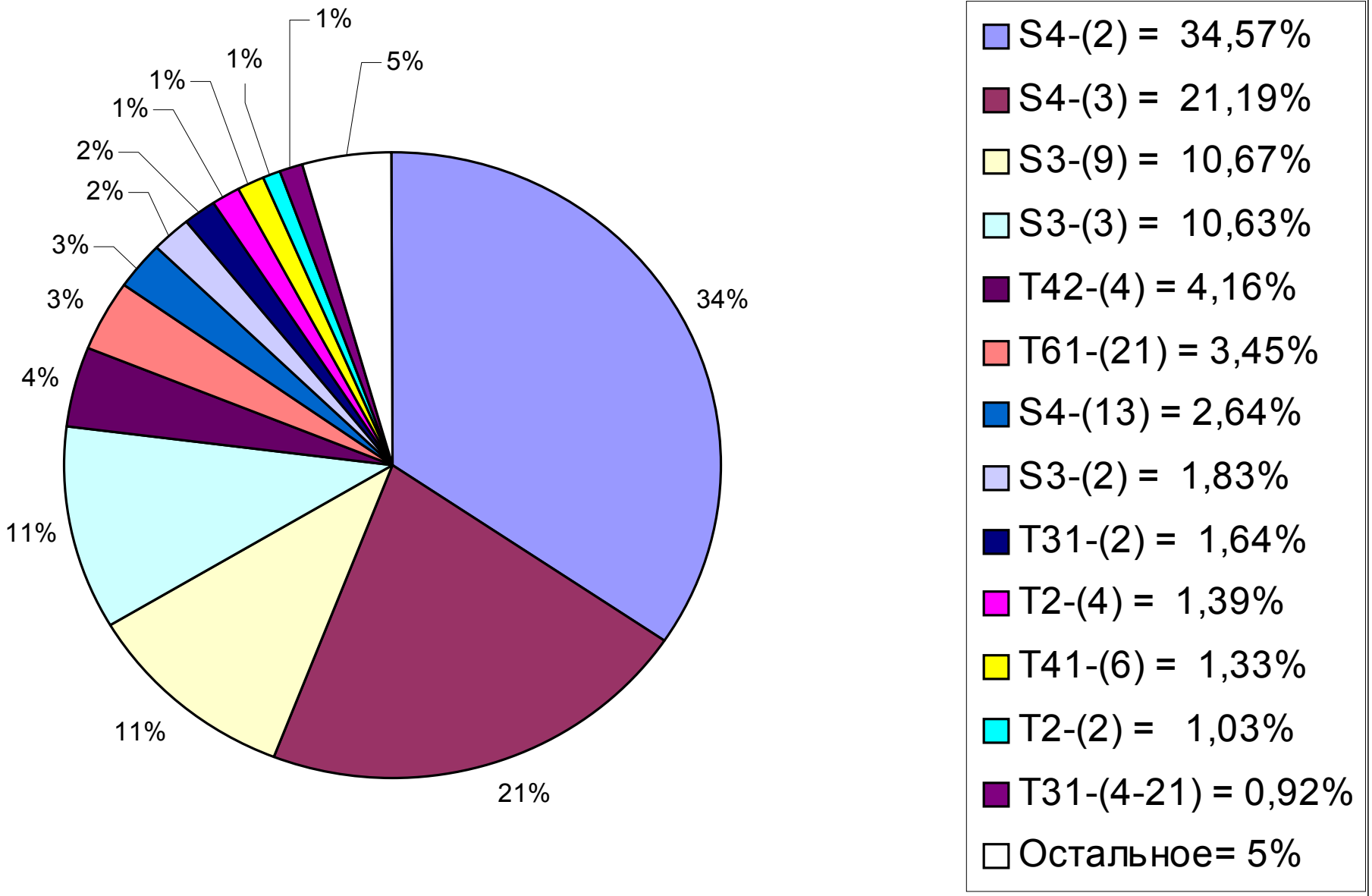



Initiating event contributors to the CDF (base model-1)
S4
S3
T42
T61
T2
T31
T41
T5
T1
T62
S2
T32
S1
S4 - 58,9%
S3 - 23,2%
T42- 4,8%
T61- 3,5%
T2 - 2,56%
T31- 2,6%
T41- 1,9%
T5 - 0,86%
T1 - 0,56%
T62- 0,54%
S2 - 0,25%
T32- 0,15%
S1 - 0,05%

Initiating event contributors to the CDF (base model-1)

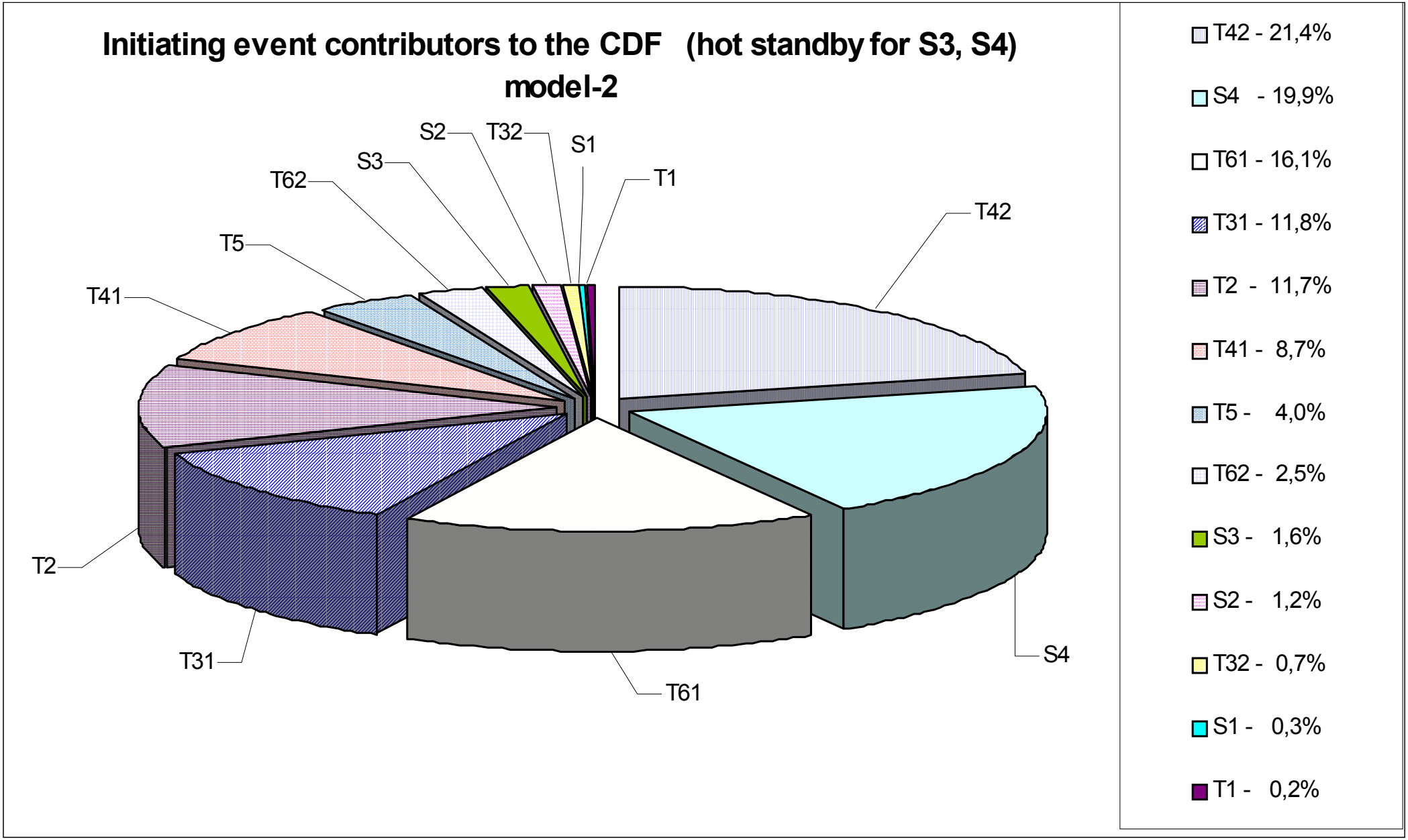
No	IE Code	% Total CDF	Initiating Event description
1	**S4**	**58,9%**	Very Small LOCA (D < 11мм)
2	**S3**	**23,2%**	Small LOCA (11 < D < 50мм)
3	**T42**	**4,8%**	Medium Primary to Secondary Leakage (D=100м)
4	**T61**	**3,5%**	Steamline Break Outside Containment (between SG and MSIV)
5	**T2**	**2,56%**	Total Loss Main and Auxiliary Feedwater
6	**T31**	**2,6%**	Transients Leading to Reactor Scram
7	**T41**	**1,9%**	Steam Generator Tube Rupture (Small primary to Secondary Leakage)
8	**T5**	**0,86%**	Feedwater /Steamline Rupture Inside Containment
9	**T1**	**0,56%**	Loss of Offsite Power
10	**T62**	**0,54%**	Main Steam Line Header Rupture
11	**S2**	**0,25%**	Medium LOCA (50 < D < 200мм)
12	**T32**	**0,15%**	Loss of Condenser Vacuum Leading to Reactor Scram
13	**S1**	**0,05%**	Large LOCA (D >200мм)

Contributors to the CDF by Sequence (model-1)



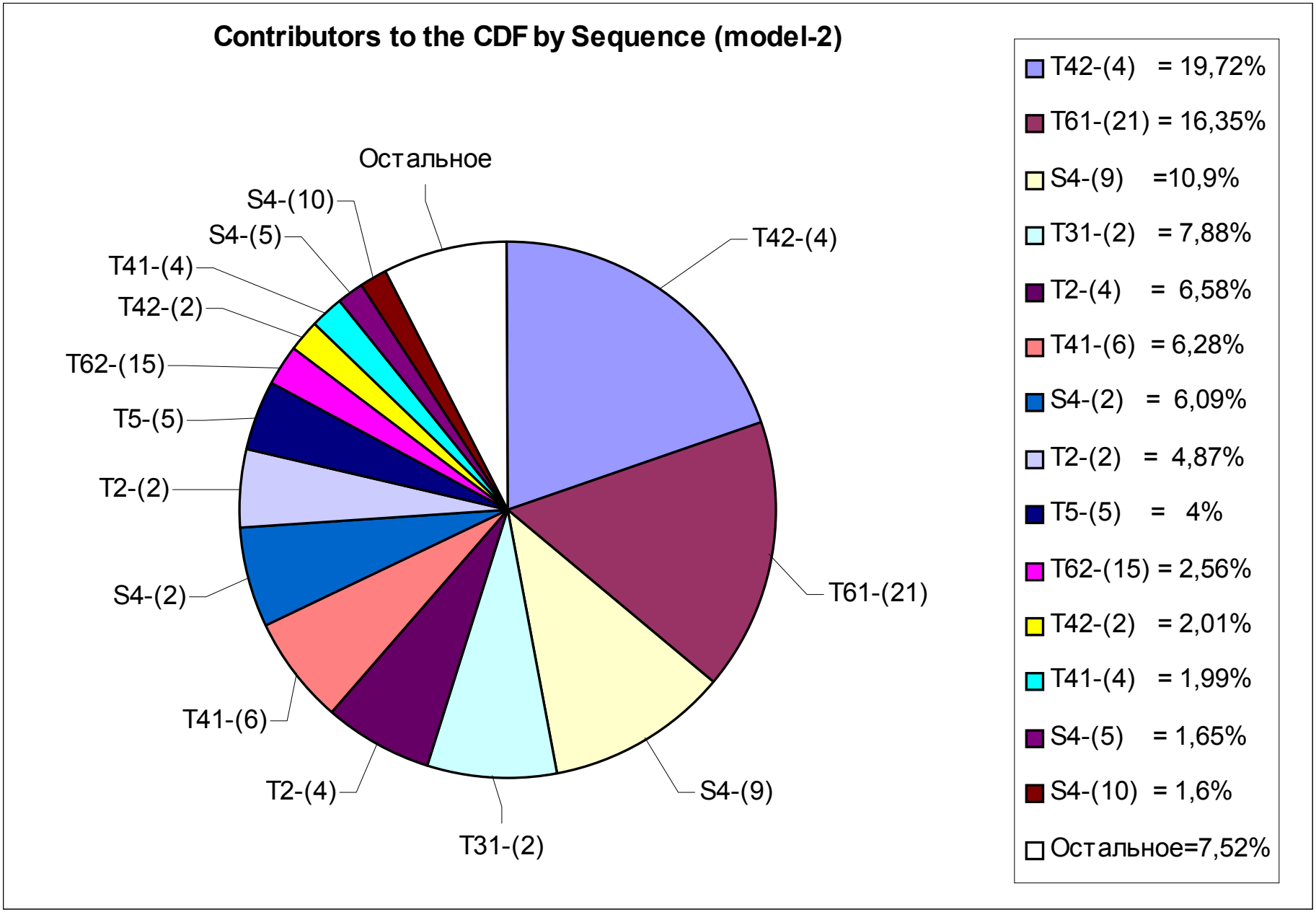
Contributors to the CDF by Sequence (model-1)

No	IE Code	Sequence Number	% Total CDF	Accident sequence description
1	**S4**	**(2)**	**34,57**	Long-term Primary heat removal
2	**S4**	**(3)**	**21,19**	Heat removal by Secondary in cooldown mode
3	**S3**	**(9)**	**10,67**	Heat removal by Secondary in cooldown mode
4	**S3**	**(3)**	**10,63**	Primary pressure control
5	**T42**	**(4)**	**4,16**	Heat removal by Secondary in cooldown mode (BRU-A and BRU-K actuation in cooldown mode)
6	**T61**	**(21)**	**3,45**	SG isolation by MSIV under BRU-K non-closing
7	**S4**	**(13)**	**2,64**	Reactivity control by boron injection
8	**S3**	**(2)**	**1,83**	Primary inventory control under low pressure and Long-term Primary heat removal
9	**T31**	**(2)**	**1,64**	Heat removal by Secondary in pressure maintenance mode
10	**T2**	**(4)**	**1,39**	Primary pressure control
11	**T41**	**(6)**	**1,33**	Heat removal by Secondary in cooldown mode
12	**T2**	**(2)**	**1,03**	Heat removal by Secondary in pressure maintenance mode
13	**T31**	**(4-21)**	**0,92**	Transfer to T61 (SG isolation by steam)
	-----	**-----**	**4,55**	The others accident sequence


Initiating event contributors to the CDF (hot standby for S3, S4) model-2
S2
T32
S1
S3
T1
T62
T42
T5
T41
T2
T31
T61
S4
T42 - 21,4%
S4 - 19,9%
T61 - 16,1%
T31 - 11,8%
T2 - 11,7%
T41 - 8,7%
T5 - 4,0%
T62 - 2,5%
S3 - 1,6%
S2 - 1,2%
T32 - 0,7%
S1 - 0,3%
T1 - 0,2%

Initiating event contributors to the CDF (hot standby for S3, S4), model -2

No	IE Code	% Total CDF	Initiating Event description
1.	T42	21,4%	Medium Primary to Secondary Leakage (D=100м)
2.	S4	19,9%	Very Small LOCA (D < 11мм)
3.	T61	16,1%	Steamline Break Outside Containment (between SG and MSIV)
4.	T31	11,8%	Transients Leading to Reactor Scram
5.	T2	11,7%	Total Loss Main and Auxiliary Feedwater
6.	T41	8,7%	Steam Generator Tube Rupture (Small primary to Secondary Leakage)
7.	T5	4,0%	Feedwater /Steamline Rupture Inside Containment
8.	T62	2,5%	Main Steam Line Header Rupture
9.	S3	1,6%	Small LOCA (11 < D < 50мм)
10.	S2	1,2%	Medium LOCA (50 < D < 200мм)
11.	T32	0,7%	Loss of Condenser Vacuum Leading to Reactor Scram
12.	S1	0,3%	Large LOCA (D >200мм)
13.	T1	0,2%	Loss of Offsite Power

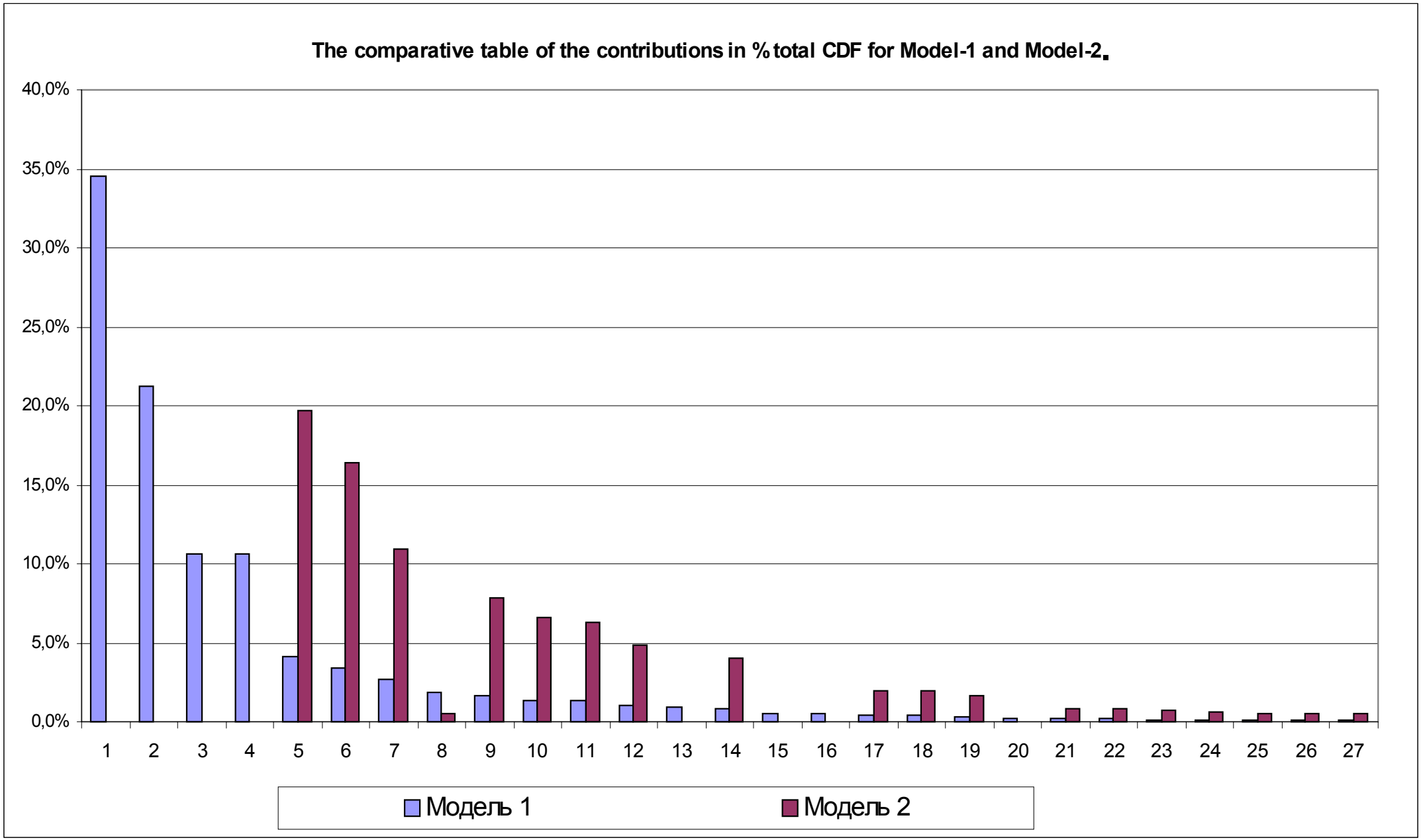

Contributors to the CDF by Sequence (model-2)
Остальное
S4-(10)
S4-(5)
T41-(4)
T42-(2)
T62-(15)
T5-(5)
T2-(2)
S4-(2)
T41-(6)
T2-(4)
T31-(2)
S4-(9)
T61-(21)
T42-(4)
T42-(4) = 19,72%
T61-(21) = 16,35%
S4-(9) =10,9%
T31-(2) = 7,88%
T2-(4) = 6,58%
T41-(6) = 6,28%
S4-(2) = 6,09%
T2-(2) = 4,87%
T5-(5) = 4%
T62-(15) = 2,56%
T42-(2) = 2,01%
T41-(4) = 1,99%
S4-(5) = 1,65%
S4-(10) = 1,6%
Остальное=7,52%

Contributors to the CDF by Sequence (hot standby for S3, S4), model-2

No	IE Code	Sequence Number	% Total CDF	Accident sequence description
1	T42	(4)	19,72%	Heat removal by Secondary in cooldown mode (BRU-A or BRU-K actuation in cooldown mode)
2	T61	(21)	16,35%	SG isolation by MSIV under BRU-K non-closing
3	S4	(9)	10,90%	Reactivity Control (used TB10, TQ13,14)
4	T31	(2)	7,88%	Heat removal by Secondary in pressure maintenance mode
5	T2	(4)	6,58%	Primary pressure control
6	T41	(6)	6,28%	Heat removal by Secondary in cooldown mode
7	S4	(2)	6,09%	Heat removal by Secondary in cooldown mode
8	T2	(2)	4,87%	Heat removal by Secondary in pressure maintenance mode
9	T5	(5)	4,00%	SG isolation by steam
10	T62	(15)	2,56%	SG isolation by steam with the failure to isolate SG by steam from main steam header
11	T42	(2)	2,01%	Reactivity control, Primary inventory control.
12	T41	(4)	1,99%	Long-term Primary heat removal, at presence of failure emergency SG isolation
13	S4	(5)	1,65%	Heat removal by Secondary in pressure maintenance mode (at presence of failure Reactivity control, Primary inventory control used TK, TB10).
14	S4	(10)	1,60%	Primary Pressure Control by YR, (at presence of failure reactivity control, used TK, TQ13)
			7,52%	The others accident sequence

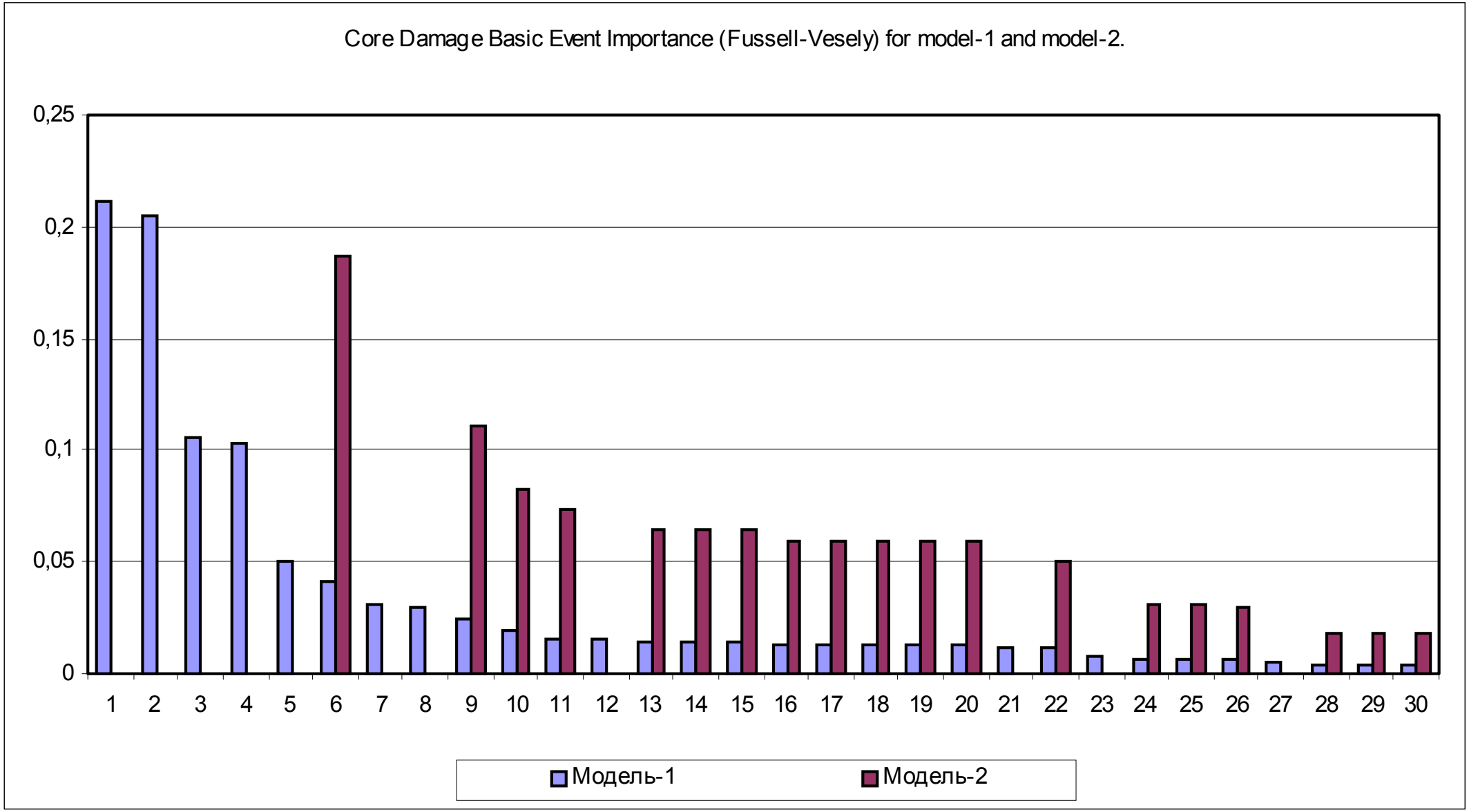
The comparative table of the contributions in % total CDF for Model-1 and Model-2.

No	IE Code - (SQ)	Accident sequence description	Model-1	Model-2.
1	S4-(2)	Long-term Primary heat removal	34,6%	**0,0%**
2	S4-(3)	Heat removal by Secondary in cooldown mode	21,2%	**0,0%**
3	S3-(9)	Heat removal by Secondary in cooldown mode	10,7%	**0,0%**
4	S3-(3)	Primary pressure control	10,6%	**0,0%**
5	T42-(4)	Heat removal by Secondary in cooldown mode (BRU-A and BRU-K actuation in cooldown mode)	4,2%	**19,7%**
6	T61-(21)	SG isolation by MSIV under BRU-K non-closing	3,5%	**16,4%**
7	S4-(13)	Reactivity control by boron injection	2,6%	**10,9%**
8	S3-(2)	Primary inventory control under low pressure and Long-term Primary heat removal	1,8%	**0,5%**
9	T31-(2)	Heat removal by Secondary in pressure maintenance mode	1,6%	**7,9%**
10	T2-(4)	Primary pressure control	1,4%	**6,6%**
11	T41-(6)	Heat removal by Secondary in cooldown mode	1,3%	**6,3%**
12	T2-(2)	Heat removal by Secondary in pressure maintenance mode	1,0%	**4,9%**
13	T31-(4-21)	Transfer to T61 (SG isolation by steam)	0,9%	**0,0%**
14	T5-(5)	SG isolation by steam	0,8%	**4,0%**
15	T62-(15)	SG isolation by steam with the failure to isolate SG by steam from main steam header	0,5%	**0,0%**
16	S4-(7)	Primary inventory control under low pressure	0,5%	**0,0%**
17	T42-(2)	Reactivity control, Primary inventory control.	0,4%	**2,0%**
18	T41-(4)	Long-term Primary heat removal, at presence of failure emergency SG isolation	0,4%	**2,0%**
19	S4-(8)	Primary pressure control	0,3%	**1,6%**
20	S4-(14)	Heat removal by Secondary in cooldown mode (at presence of failure - reactivity control, primary inventory control used TK, TB10).	0,3%	**0,0%**
21	S2-(4)	Reactivity control, Primary inventory control.	0,2%	**0,8%**
22	S3-(8)	Reactivity control by boron injection	0,2%	**0,8%**
23	T32-(2)	Heat removal by Secondary in pressure maintenance mode	0,2%	**0,7%**
24	T41-(14)	Reactivity control by boron injection	0,1%	**0,6%**
25	T42-(11)	Heat removal by Secondary in cooldown mode	0,1%	**0,6%**
26	S3-(5)	Primary inventory control under low pressure and Long-term Primary heat removal	0,1%	**0,5%**
27	T42-(6)	Primary inventory control under low pressure and Long-term Primary heat removal	0,1%	**0,5%**


The comparative table of the contributions in % total CDF for Model-1 and Model-2.
40,0%
35,0%
30,0%
25,0%
20,0%
15,0%
10,0%
5,0%
0,0%
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27
Модель 1
Модель 2

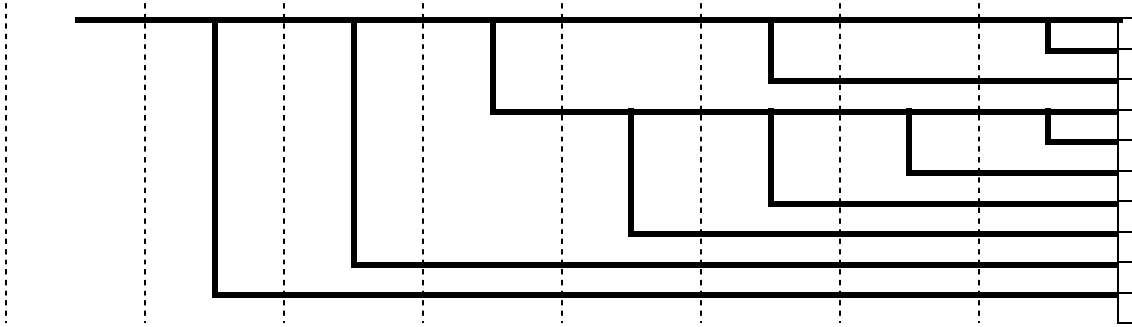
Core Damage Basic Event Importance (Fussell-Vesely)

N	Model-1	Model-2	Description
1	0,211	0	HEP on BRU-A actuation in cooldown mode (S4,T1)
2	0,205	0	Operator fails to start low pressure reactor residual heat removal (RHR) (S4, T1)
3	0,106	0	HEP on BRU-A and BRU-K actuation in cooldown mode (S3)
4	0,103	0	HEP on primary depressurizing YR (S3, T1, T41)
5	0,0507	0	Fails to start of 3/3 LPI PUMPs due to CCF
6	0,0413	0,1871	HEP on BRU-A and BRU-K actuation in cooldown mode (T42)
7	0,0309	0	Fails to run of 3/3 LPI pumps due to CCF
8	0,0292	0	Fails to open MOVs on the charge line of LPI pumps
9	0,0244	0,1108	Fails to run 6/6 ESW pumps (QF11-31D01,02) due to CCF
10	0,0194	0,08285	HEP on open EFW valves to allow flow to SGs (S4, T1, T2, T31, T32, T5, T61, T62, T7)
11	0,0161	0,07319	Fail to close MSIV TX50S06
12	0,0156	0	Fail to change position ESW control valves VF40 50 60S05 due to CCF
13	0,0143	0,06492	Fail to close MSIV TX60S06
14	0,0143	6,49E-02	Fail to close MSIV TX70S06
15	0,0143	0,06492	Fail to close MSIV TX80S06
16	0,0132	0,05976	HEP on BRU-A and BRU-K actuation in cooldown mode (T41)
17	0,0131	0,05944	Fail to close BRUK-3
18	0,0131	0,05944	Fail to close BRUK-1
19	0,0131	0,05944	Fail to close BRUK-4
20	0,0131	0,05944	Fail to close BRUK-2
21	0,0112	0	Fails to change position 3/3 RHR control valves due to CCF
22	0,0111	0,05028	Fails to open 6/6 pilot valves YP21,22,23S03,04 of PORV due to CCF
23	0,00831	0	Operator fails to start low pressure reactor residual heat removal (RHR) (S3)
24	0,00688	0,03152	Fail to close SGRV TX50S04 after opening
25	0,00688	0,03152	Fail to close SGRV TX50S03 after opening
26	0,00661	0,03021	Fails change position 8/8 EFW control valves TX11 12 13 14S05 TX21 22 31 32S02 due to CCF
27	0,00513	0	Fails to open check valves CCF TQ12S01 TQ22S01 TQ32S01 due to CCF
28	0,00406	0,01841	Fails to function 6/6 Busbar due to CCF
29	0,00401	0,01832	Fails to start 3/3 EFW pumps TX10 20 30D01 due to CCF
30	0,00398	0,01806	Operator fails to start low pressure reactor residual heat removal (RHR) (T41, T42)


Core Damage Basic Event Importance (Fussell-Vesely) for model-1 and model-2.
0,25
0,2
0,15
0,1
0,05
0
1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30
Модель-1
Модель-2

Small LOCA Event Tree (S3)
model-1

Small non-compensated LOCA	Reactivity Control	Heat Removal by Secondary	Reactivity Control. Primary Circuit Inventory Control	Reactivity Control	Primary Pressure Control	Primary Circuit Inventory Control	Primary Circuit Inventory Control. Heat Removal by Primary	#	End State
S3	Scram	1\2 AFW) or 1\3 АПН + (1\4 BRU-A or 1\4 BRU-K	1\3 TQ13	2\3 TQ14	YR	1\2 + 1\2 YT	1\3 TQ12 + 1\3 TQ12 by RHR		
	Automatic .	Automatic. Operator	Automatic .	Operator	Operator	Automatic .	Automatic. Operator		
	S3-A	S3-E1E3	S3-B2D2	S3-B3	S3-G1	S3-D3	S3-F1F2D4		



#	End State
1	OK
2	CD
3	CD
4	OK
5	CD
6	CD
7	CD
8	CD
9	CD
10	ATWS

Small LOCA Event Tree (S3)

model-2

Small non-compensated LOCA	Reactivity Control	Reactivity Control. Primary Circuit Inventory Control	Heat Removal by Secondary	Heat Removal by Secondary	Reactivity Control	Primary Pressure Control	Primary Circuit Inventory Control	Primary Circuit Inventory Control.	#	End State
	Scram	1\3 TQ13	1\2 AFW) or 1\3 АПН + (1\4 BRU-A or 1\4 BRU-K in pressure maintenance mode	1\2 AFW) or 1\3 АПН + (1\4 BRU-A or 1\4 BRU-K in cooldown mode	2\3 TQ14	YR	1\2 + 1\2 YT	1\3 TQ12		
	Automatic.	Automatic.	Automatic. Operator	Automatic. Operator	Operator	Operator	Automatic.	Automatic. Operator		
S3-HSD	S3-A	S3-B2D2	S3-E1E2	S3-E1E3	S3-B3	S3-G1	S3-D3	S3-D4		
									1	OK
									2	CD
									3	OK
									4	CD
									5	CD
									6	CD
									7	CD
									8	CD
									9	ATWS

Very Small LOCA Event (S4)

Model-1

Small compensated LOCA	Reactivity Control & Primary Inventory Maintenance	Primary Pressure Control	Reactivity Control	Reactivity Control	Heat Removal by Secondary	Reactivity Control & Primary Inventory Maintenance	Reactivity Control	Primary Pressure Control	& Primary Inventory Maintenance	& Primary Inventory Maintenance and Heat Removal by Primary		#	End State
S4	1\3 TK + (TB10)	Spray in Pressurizer from TK (MCP) or YR	Scram	Scram	1\2 AFW or 1\3 EFW) + (1\4 BRU-A or 1\4 BRU-K	1\3 TQ13	2\3 TQ14	YR	1\2 + 1\2 YT	(1\3 TQ13 + 1\3 TQ12 by RHR) or (1\3 TQ12 + 1\3 TQ12 by RHR)	(1\3 TQ12 + 1\3 TQ12 by RHR		
	Automatic. Operator	Operator	Operator	Automatic.	Automatic. Operator	Automatic.	Operator	Operator	Automatic.	Operator	Automatic. Operator		
	S4-B1D1	S4-G1-1	S4-A-1	S4-A-2	S4-E1E3	S4-B2D2	S4-B3	S4-G1-2	S4-D3	S4-F1F2F3D4-1	S4-F1F2D4-2		
												1	OK
												2	CD
												3	CD
												4	ATWS
												5	CD
												6	OK
												7	CD
												8	CD
												9	OK
												10	CD
												11	CD
												12	CD
												13	CD
												14	CD
												15	ATWS

Very Small LOCA Event (S4)
Model-2

Small compensated LOCA	Reactivity Control & Primary Inventory Maintenance	Reactivity Control	Reactivity Control	Reactivity Control & Primary Inventory Maintenance	Heat Removal by Secondary	Heat Removal by Secondary	Primary Pressure Control	Reactivity Control	& Primary Inventory Maintenance	Primary Inventory	#	End State
	1\3 TK + (TB10)	Scram	Scram	1\3 TQ13	1\2 AFW or 1\3 EFW) + (1\4 BRU-A or 1\4 BRU-K in pressure maintenance mode	1\2 AFW or 1\3 EFW) + (1\4 BRU-A or 1\4 BRU-K in cooldown mode	YR	2\3 TQ14	1\2 + 1\2 YT	1\3 TQ12		
	Automatic. Operator	Operator	Automatic.	Automatic.	Automatic. Operator	Automatic. Operator	Operator	Operator	Automatic	Automatic		
S4-HSD	S4-B1D1	S4-A-1	S4-A-2	S4-B2D2	S4-E1E2	S4-E1E3	S4-G1-2	S4-B3	S4-D3	S4-D4		
											1	OK
											2	CD
											3	ATWS
											4	OK
											5	CD
											6	OK
											7	CD
											8	CD
											9	CD
											10	CD
											11	CD
											12	ATWS

INITIATING EVENT GROUPING

A-1. IE final grouping

Code	IE Group	IE group composition	Brief Description
LOCAs			
S1	Large LOCA D>200mm	Large LOCA	The Large LOCA includes breaks of large pipes up to double ended guillotine break of RCS line (850 mm). The accident can be mitigated by using accumulators(1/2+1/2) and low head pumps(1/3). High head pumps contribution to the mitigation of the accident is negligible. Depressurization occurs so rapidly that accumulators are the first source of water to reflood the core
S2	Medium LOCA D=50-200mm	Medium LOCA	These events require HHI in addition to the low head injection systems in the long term. Break flow from this break size is sufficient to remove all decay heat. Thus, steam generator heat removal is not required for this category of breaks
S3	Small LOCA D=11-50mm	Small RCS LOCA Control rod ejection Inadvertent opening of pressurizer relief valve Small LOCA initiating ECCS RCP seal leakage	This break size is small enough that it can not remove decay heat. Steam generator heat removal is required, either from main feedwater, auxiliary feedwater, or emergency feedwater. RCS inventory loss for this event can not be compensated by the charging system. RCS inventory can be provided by 1 HHI pump recirculating from the sump. Reactor must be cooled to cold shutdown to terminate break flow. Steam generator heat removal then becomes unavailable and RHR heat removal in the closed cycle cooling mode must be used.
S4	Very small LOCA	Very small LOCA compensated by CVCS	A group of breaks was included which can be compensated for by TK charging system, if the operator aligns TB tanks to TK suction, and operator cools down and depressurizes in good time, ECCS never is required for these breaks. Failure of these actions will transfer to S3 break size.
Transients			
T1	Loss of power for all 6 kV busbars	Loss of all normal AC 6-kV busbars	Loss of AC power at house-loads distribution system bus bars from internal normal sources (turbogenerators) and from external to unit sources (off-site switchyard, external grid) with DG initially available. Power loss to the unit leads to disruption of normal heat removal through the primary and secondary systems due to tripping of MCP, turbine generator shutdown and inability to remove heat from the reactor through turbine condensers.
		Loss of substation switchyard or unit transformer (additional failure is needed)	
T2	Loss of main feedwater	Feedwater rupture outside containment	Loss of main feedwater (both main feedwater system and auxiliary feedwater system) that lead to reactor shutdown with off-site AC power Initially available.
		Feedwater collector rupture	
		Loss of high pressure preheaters (plus additional failure)	

Code	IE Group	IE group composition	Brief Description
T3-1	Transients leading to scram (group A)	MCP seizure	Accidents that will lead to reactor shutdown with MFWr system or AFW system and off-site AC power Initially available. As a result of reactor scram, the reactor normal operating conditions are disrupted, and the unit primary and secondary system parameters change severely. The ways the transient develops depend on the safeguard and interlock actions. After the full irreversible scram (AZ), turbine generators 1 and 2 emergency stop valves are closed within 10 seconds. After the turbine generator stop valves are closed, pressure begins to rise in the secondary system resulting in opening of the turbine bypass valve BRU-K. After opening, the BRU-K recloses. The modulation of BRU-K continues during the entire process
		Total loss of RCS flow/trip of all MCPs	
		Loss of intermediate cooling to MCPs	
		Spurious reactor trip	
		Uncontrollable withdrawal of control rod group	
		Inadvertent boron dilution	
		Loss of both feedwater pumps	
		Loss of one 6 kV essential power supply busbar	
		Inadvertent closure of FASIV	
		Loss of non-essential service water system	
	Transients leading to scram (group B)	Trip of 1/4 MCPs	
		Trip of 2/4 MCPs	
		Feedwater flow reduction due to control malfunctions or loss of flow path	
		Loss of one 6 kV busbar	
		Excess feedwater	
		Inadvertent closure of turbine stop valve	
		Generator fault	
		Excessive spray into the pressurizer	
		Uncontrolled coolant level reduction in the pressurizer	
		Loss of one feedwater pump	
T3-2	Loss of condenser vacuum	Loss of condenser vacuum Loss of all condensate pumps	This group of IE includes events associated with loss of vacuum of turbine condensers. There might be different causes for such event occurrence. For example: large rupture in condenser; loss of circulation water due to shutdown of circulation pumps; condensate level increase in condenser due to trip *of* condensate pumps or failure of condenser level controller, etc.
Special initiators			
T4-1	Small LOCA from primary to secondary side	Small LOCA from primary to secondary side	This IE involves an evident LOCA from the primary system into the inter-turbine space of the SG with equivalent diameter up to 13 mm. This leak size is compensated for by the CVCS.

Code	IE Group	IE group composition	Brief Description
T4-2	Medium LOCA from primary to secondary side	Medium LOCA from primary to secondary side	This IE is defined as an accident entailing an evident LOCA from the primary system into the SG intertube space with equivalent diameter up to 100 mm.
T5	Feedwater / steam line rupture inside containment	Feedwater line rupture inside containment Steam line rupture inside containment	The IE included in this group involve instantaneous ruptures of feedwater pipings (between SG and check valve) or steam lines within the containment. Pipe rupture within unisolable (from affected SG) part is characterized by high rate of the 2nd circuit depressurization, while the highest rate will occur under steamline rupture. Uncontrolled flow rate of steam (or steam/water mixture) from SG during initial time period (up to the moment of SG dryout) causes abrupt overcooling of the 1st circuit coolant that can be a cause of recriticality due to negative temperature reactivity coefficient boundaries under reactor facility operation at power.
T6-1	Steam line rupture outside containment between SG and isolating valve	Inadvertent opening of SG SRV or BRU-A Steam line rupture outside containment between SG and isolating valve	The IE included in the group are involved with uncontrolled secondary cooldown, caused by non-isolated secondary leaks outside the containment. The IE being a guillotine rupture of steam line of DN 600 mm between SG and FASIV (outside the containment) is an extreme representative of a given group with the most severe consequences and transients. The transients, provoked by such IEs, are characterized by high rate of the 2nd side pressure reduction. At that the highest rate (abrupt increasing of steam flow rate from affected SG) will be observed, if non-isolated steam line of Dn 600 rupture occurs. Uncontrolled steam flow rate from affected SG at the initial period (by the SG isolation moment) leads to sharp overcooling of the primary circuit coolant, that can result in reactor output increasing and reactor recriticality due to the negative temperature reactivity factor.
T6-2	Main steam line rupture outside confinement	Main steam header rupture	The group includes events associated with double ended break of MSH (DN 500 mm) or a line steam piping (DN 600 mm) outside the containment (after check valve) is addressed in this section. Uncontrolled steam outflow in the initial period of time (right after reactor scram and until all the SG isolation) leads to overcooling of the primary coolant that can cause reactor recriticality due to negative temperature reactivity coefficient.
T7	Loss tow channels of essential service water system	Loss tow channels of essential service water system	The event associates with loss of intermediate cooling to MCPs, trip of 4/4 MCPs, reactor scram and loss of tow ECCS channels
V	Reactor pressure vessel rupture	Reactor pressure vessel rupture	Major Reactor Pressure Vessel Rupture is defined as such that it is not able to be mitigated by available safety systems.