LOSS OF NON EMERGENCY AC POWER

S. Krasnukha, S. Zhalilo, A. Prokhodtsev

INTRODUCTION

The report addresses the results of quantitative analysis of IE "Loss of non emergency AC power". The results have been obtained in frames of the SUNPP Unit 1 In-depth Safety Analysis Project. Calculations have been carried out with the RELAP5/MOD3.2 computer code using plant specific analytical model described in [8]. The model development, including data collection [7], verification [9] and validation [10] of the model, has been performed in accordance with procedures presented in [11].

ACCEPTANCE CRITERIA

- no boiling crisis should occur in the core (i.e. departure from nucleate boiling ratio is not less than 1.0, calculated with the probability not less than 95% [1,item 3.4.3]);
- integrity of the pressure boundaries in the reactor coolant and main steam systems is ensured (i.e. pressure in equipment and pipelines does not exceed a working[1] pressure by 15%, taking into account dynamics of the transient and safety valve actuation [5, item 6.2.2]).

INITIAL CONDITIONS

The initial conditions are considered to be conservative to perform the numerical analysis of the DBA initiating events resulting in a decrease of heat removal by secondary side. The most important of them are as follows:

- core cycle state point with permissible values of power peaking factors and reactivity coefficients [7, item 1.2.7] corresponds to the end-of-life and beginning-of–life conditions which were chosen separately for each IE;
- reactor power equals to 103.5% of the nominal value that includes uncertainties in the power control (1.5%) and measurement (2%) [7, items 4.1.2, 5.1.1];
- primary pressure reduces to the lower end of its operating limit;
- coolant inlet temperature increases to the upper end of its operating limit;
- reactor coolant flow rate reduces to the minimum permissible value for 4-loop operation;
- SG pressure increases up to the upper end of its design value.

BOUNDARY CONDITIONS

The boundary conditions for the analytical model are as follows:

1. Based on preliminary calculations the end-of-life initial conditions were chosen as least favorable.
2. No credit is taken for operator actions;

[1] working (calculated) pressure for equipment and pipelines of the primary circuit –180 kgf/cm^2, for steam generator secondaries and main steam lines – 80 kgf/cm^2 [2]

3. Time delay in electrical trains of 0.3 s [7, Sec. 5.1.12] for receiving scram (AZ-1) signal is used;
4. The minimum permissible CR worth[2] (taking into account sticking of the most effective rod in its upper position) of 5.5% for reactor scram is used [7, Sec. 1.2.7.8];
5. An actuation of ASSS occurs if the voltage across the reliable power supply house loads bus bars is not recovered for 2 s [7, item 4.2.9] and taken into account the time delay in electrical trains of 0.3 s [7, item. 5.1.12]. A failure of one DG start-up is assumed (i.e. unavailability of one HPI pump). The time for start-up of others DG till readiness to take a load is 17 s [7,item 4.2.9].
6. Coast-down of MCP is simulated using the pump homologous curves [7, Sec. 1.4.3];
7. The control of the pressurizer level is performed accounting for sensor time lag of 1.5 sec [7, Sec. 5.1.12], and controller's deadband of ±50 mm [7, Sec. 4.2.2];
8. The control of the MSL pressure is performed by the BRU-A controller accounting for controller's deadband of ±1.0 kgf/cm^2 [7, Sec. 4.2.7.1];
9. The setpoints of the PSRV opening/closure are increased by 2.5 kgf/cm^2 to take into account uncertainty of the valve adjustments [7, Sec. 2.2.3]. This results in the maximum pressurization of the RCS, and is conservative relative to RCS acceptance criterion;
10. The setpoints of enforced opening/closure of BRU-A and SG SRV take into account sensor time lags of 1.5 s [7, item 5.1.12]. Note, the setpoints are increased by design deviation of 2 kgf/cm^2 [7,item 5.1.4] to achieve the maximum pressurization of the secondary system;
11. Failure to open of one "control" PSRV is accounted for;
12. URB failure is accounted for.
13. Failure to open of one BRU-A is accounted for;

[2] this parameter depends on the reactor states (i.e., zero power, 40%, 50%, 70%, full power), and does not depend on the cycle state points (i.e., beginning-of-cycle, end-of-cycle)

ANALYSIS OF INITIAL EVENT

The calculation analysis of this transient was carried out for 1800 s (0.5hr) without reference to operative staff's actions.

The timing of events allows to identify the following three phases of transient:

- phase 1: since the moment of loss off-site power through scram actuation;
- phase 2: since the moment of scram actuation through minimum primary pressure is achieved ;
- phase 3: since minimum primary pressure through the end of calculation.

Below, each of mentioned phases is discussed from the point of view transient dynamics and conditions of the plant equipment operation.

<u>The first phase (0…2 sec)</u>

This phase is characterized by forming of slightly worse condition with point of view DNBR in comparison with steady state to the end of cycle conditions.

MSH and steam lines pressures are increased sharply due to TSV closure (as a result of loss of vacuum in turbine condenser due to circulation pumps deenergization). SG saturation temperature rising leads to decrease of temperature difference between primary and secondary circuits and consequently increase of primary circuit average temperature and pressure. The average coolant temperature increase leads to reactor power drop due to negative temperature feedback (Fig 2,9).

MCPs switching off (due to deenergization) leads to decrease of reactor mass flow rate while reactor scram has not been actuated yet (scram will actuate only at 2 s after loss of off-site power). So the worse condition for DNBR is formed (Fig 5,6). Minimum value of DNBR is formed at 2.20 s and it is equal to 2.48 (Fig.11)

MFW pumps switching off has also occurred at 0.72 s (Fig 15).

<u>The second phase (2…60.4 s)</u>

This phase is characterized by the power level decrease to the residual heat release, ASSS, steam dump and relief valves actuation.

Primary pressure decreases down to the minimum value 148.1 kgf/cm^2 at 60.4 s (due to reactor unloading), which is conditioned by the thermal equilibrium between primary and secondary circuit (i.e. at this moment the ability of heat removal by secondary side achieves its own limit and primary temperature and pressure start to increase, Fig 3,7).

ASSS actuation without operator actions does not lead to boric acid input to the primary circuit by HP plunged pumps and redundant makeup pumps switching on does not impede primary pressure drop at this phase because of they switch on at 40 s (when the minimum pressure has been already achieved, Fig. 16).

Due to unbalance between the throw-down and the generation of steam in SGs, the secondary pressure continues to rise up to BRU-A actuation, at first in pressure maintenance mode and then in forced mode (in “double” and “single “ SGs, Fig 4)

Third phase (60.4…1800 s)

This phase is characterized by achievement of maximum primary and secondary pressure which are limited by periodical actuation of SG SRV (for “emergency” SG with failed BRU-A) while the others BRU-A are operated in the pressure maintenance mode (Fig 4,14).

Progressive SGs levels’ drop down is taking place as a result of full loss of feedwater at the thirst phase of the transient but has not led to SG water dump down to the end of the calculation (Fig 8).

Maximum primary pressure is achieved at 951.24 s and is equal to 191.6 (i.e. does not achieve the PSRV actuation setpoint, Fig 3).

Maximum secondary (MSH) pressure is achieved at 43.44 s and is equal to 86,2 kgf/cm^2 (limited by the control SG SRV actuation setpoint - 84^{+2} kgf/cm^2, Fig 4).

CONCLUSION

The analysis has demonstrated that the acceptance criteria are met, and that there are no unexplained phenomena in RELAP5 results. Thus, it may be concluded that requirements to nuclear safety of the reactor and systems important to safety, as well as the requirements to systems that provide a protection of equipment and pipelines from pressurization are not violated.

Acceptance criteria	**Value**	**Identifier of RELAP5**	**Calculated value**	**Margin**
Loss of Non emergency AC power				
DNBR	1.0	cntrlvar-1245[3]	2.71	1.71
		cntrlvar-1733[4]	10.0	>9
		cntrlvar-1763[5]	2.48	1.48
Maximum primary pressure[6], kgf/cm^2	206.0	cntrlvar-3300	191.6	14.4
Maximum secondary pressure[4], kgf/cm^2	91.0	cntrlvar-3320	86.2	4.8

[3] CHF was achieved based on the RELAP5 correlation
[4] CHF was achieved based on Besrukov correlation taking into account the limits of using [8, п. 6.6.5]
[5] CHF was achieved based on Besrukov correlation
[6] Gauge pressure

НАРУШЕНИЯ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД, РЕЗУЛЬТАТОМ КОТОРЫХ ЯВЛЯЕТСЯ ПОТЕРЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

ВВЕДЕНИЕ

В настоящем докладе представлены результаты численных анализов исходного события «Нарушения в системе электроснабжения собственных нужд, результатом которых является потеря электроснабжения потребителей переменного тока», полученные в рамках выполнения проекта углубленного анализа безопасности энергоблока №1 ЮУАЭС. Расчетные анализы проведены с использованием компьютерного кода RELAP5/MOD3.2 и разработанной для него аналитической модели энергоблока №1 ЮУАЭС, описание которой представлено в [8]. Разработка модели, включая сбор исходных данных [7], верификацию [9] и валидацию [10] выполнена в соответствии с процедурами, определенными в [11].

КРИТЕРИИ ПРИЕМЛИМОСТИ

- отсутствие кризиса теплообмена в активной зоне(т. е. коэффициент запаса до кризиса теплообмена не менее 1.0 при доверительной вероятности не менее 95% [1, п.3.4.3]);
- сохранение целостности границ давления первого и второго контуров РУ (т. е., давление в оборудовании и трубопроводах не превышает рабочее[7] на 15% с учетом динамики переходных процессов и времени срабатывании предохранительной арматуры [5, п. 6.2.2]).

НАЧАЛЬНЫЕ УСЛОВИЯ

Начальные условия являются консервативными для выполнения количественного анализа инициирующих событий проектных аварий с уменьшением отвода тепла через второй контур. Наиболее важными являются следующие:

- состояние активной зоны с допустимыми величинами коэффициентов неравномерности энерговыделения [7, п 1.2.7] соответствующим началу или концу топливной кампании, которые выбираются раздельно для каждого исходного события.
- мощность реактора соответствует 103.5% от номинального значения, с учетом неопределенности контроля(1.5%) и измерения (2%) [7, п. п. 4.1.2, 5.1.1];
- давление первого контура соответствует минимальному допустимому значению;
- температура теплоносителя на входе в реактор соответствует максимально допустимому значению;
- расход через реактор снижен до минимально допустимой величины при работе реактора на 4-х петлях;
- давление в парогенераторах соответствует верхнему проектному пределу.

ГРАНИЧНЫЕ УСЛОВИЯ

[7] рабочее (расчетное) давление для оборудования и трубопроводов I контура - 180 кгс/см^2, для парогенераторов и главных паропроводов – 80 кгс/см^2 [2]

Принимаются следующие граничные условия для аналитической модели:

1. Не учитываются действия оператора;
2. Используется временная задержка 0.3с [7, Sec. 5.1.12] на прохождение сигнала в электрических цепях АЗ-1;
3. используется минимально-допустимая эффективность аварийной защиты 5.5%[8] (с учетом застревания наиболее эффективного органа регулирования) [7, Sec. 1.2.7.8];
4. Срабатывание автоматики ступенчатого пуска происходит, если напряжение на шинах надежного электроснабжения потребителей не восстановлено в течение 2 s [7, п. 4.2.9] принимая во внимание запаздывание в электрических цепях 0.3 s [7, п. 5.1.12]. При этом учитывается отказ на запуск одного дизель-генератора (то есть неготовность одного насоса аварийного ввода бора). Время для запуска других дизель генераторов до готовности к несению нагрузки – 17с [7, п. 4.2.9];
5. Выбег ГЦН моделируется с использованием соответствующих гомологических кривых [7, п.1.4.3];;
6. Контроль уровня в компенсаторе объема осуществляется с учетом запаздывания датчика 1.5 секунды [7, п.5.1.12] и зоны нечувствительности контроллера ±50 мм [7, п. 4.2.2];
7. Контроль давления в паропроводах осуществляется БРУ-А, с учетом зоны нечувствительности ±1.0 кгс/см^2 [7, п. 4.2.7.1];
8. Уставки открытия / закрытия ПК КД увеличены на 2.5 кгс/см^2, чтобы принять во внимание неопределенность регулирования [7, п. 2.2.3]. Это приводит к максимальной опрессовке первого контура, и консервативно относительно критериев приемлемости;
9. Уставки принудительного открытия / закрытия БРУ-А и ПК ПГ принимают во внимание запаздывание в измерительном датчике 1.5 с [7, п 5.1.12]. Обратите внимание, уставки увеличены на величину проектного отклонения 2 кгс/см^2 [7, п. 5.1.4], чтобы достичь максимальной опрессовки второго контура;
10. Задается отказ на открытие одного “контрольного” ПК КД;
11. Задается отказ УРБ;
12. Задается отказ на открытие одного БРУ-А;

АНАЛИЗ ИСХОДНОГО СОБЫТИЯ

Расчетный анализ данного переходного процесса выполнен на временном интервале 1800 с без учета действий оперативного персонала.

На основании расчетной хронологии событий, можно условно выделить три фазы переходного процесса:

– Первая: с момента обесточивания до момента срабатывания АЗ-1;

[8] данный параметр зависит от состояния реактора (т.е., нулевая мощность, 40%, 50%, 70%, полная мощность), и не зависит от момента кампании (т.е., начало или конец цикла выгорания)

- Вторая: с момента срабатывания АЗ-1 до достижения минимального давления в первом контуре;
- третья: с момента достижения минимального давления в первом контуре до конца расчета.

Ниже приводится характеристика каждой из указанных фаз с точки зрения развития переходного процесса и условий работы оборудования.

Первая фаза (0…2 sec)

Данная фаза характеризуется незначительным ухудшением условий теплообмена с точки зрения минимального запаса до кризиса кипения по сравнению со стационарными условиями.

Давление в ГПК и паропроводах резко возрастает из-за закрытия СК ТГ(вследствие потери вакуума в конденсаторе турбины из-за обесточивания циркуляционных насосов). Возрастание температуры насыщения в ПГ приводит к увеличению разницы температур между первым и вторым контурами и, следовательно, к возрастанию средней температуры и давления первого контура. Возрастание средней температуры теплоносителя приводит к снижению мощности реактора за счет обратной связи по температуре теплоносителя(Рис 2,9).

Отключение ГЦН(из-за обесточивания) приводит к снижению массового расхода через реактор в то время когда АЗ-1 еще не действует(формирование сигнала АЗ-1 будет происходить толко через 2с после обесточивания). Поэтому запас до кризиса теплообмена снижается(Рис.5,6). Минимальное значение запаса до кризиса кипения формируется на 2.2с и составляет 2.48(Рис.11).

Вторая фаза (2…60.4 s)

Данная фаза характеризуется снижением уровня мощности реактора до уровня остаточных энерговыделений, работой АСП, сбросом пара и срабатыванием предохранительных клапанов.

Давление первого контура снижается до минимальной величины 148.1 кгс/см^2 на 60.4 с(вследствие разгрузки реактора), которое обусловливается тепловым равновесием между первым и вторым контурами(т.е. в этот момент способность второго контура отводить тепло достигает своей границы после чего давление и температура первого контура начинают возрастать, Рис 3,7).

Работа АСП без действий оператора не приводит к вводу борной кислоты в первый контур и включение резервных насосов не препятствует падению давления на этой фазе, так как они включатся на 40с (когда минимальное давление уже достигнуто, Рис 16).

Из-за дисбаланса между сбросом и генерацией пара в ПГ, давление во втором контуре продолжает возрастать да срабатывания БРУ-А[1], сначала в режиме поддержания давления и ,затем, в режиме принудительного открытия(в «двойном» и «одиночном» ПГ, Рис 4).

Третья фаза (60.4…1800 с)

[1] На этой фазе срабатывают также ПК ПГ

Данная фаза характеризуется достижением максимального давления в первом и втором контурах, которое ограничивается периодической работой ПК ПГ (для «аварийного» ПГ с отказавшим БРУ-А) в то время как остальные БРУ-А работают в режиме поддержания давления (Рис.4,14).

Вследствие полной потери питательной воды происходит прогрессирующее падение уровней в ПГ которое тем не менее не приводит к полной потере воды в ПГ до конца расчетного времени(Рис. 8).

Максимальное давление первого контура достигается на 951.24с и составляет 191.6кгс/см^2(т.е. не достигает уставки на срабатывание ПК КД,Рис.3).

Максимальное давление во втором контуре достигается на 43.44с и составляет 86.2кгс/см^2 (ограничиваясь уставкой открытия «контрольного» ПК ПГ 84^{+2} кгс/см^2, Рис 4).

ВЫВОДЫ

Выполненный анализ продемонстрировал, что критерии приемлимости выполняются, и что результаты анализа не содержат необъясненных явлений. Таким образом, требования ядерной безопасности к реактору, системам важным для безопасности, а также требования к системам, которые обеспечивают защиту оборудования и трубопроводов от превышения давления, не нарушаются.

REFERENCES/ЛИТЕРАТУРА

1. SUNPP Unit 1 In-depth Safety Analysis. DBA Initiating Events Grouping and categorization. Draft report. SUSA-410DL11E.DBA.REV.1.1999.
2. SUNPP Unit 1. Technical substantiation of NPP construction and operation safety. Vol.3
3. General provisions on nuclear power plants safety (OPB-88). PNAE-G-1-011-89. Gosatomnadzor USSR. 1989.
4. Nuclear Safety Regulations for Reactor Systems and Nuclear Power Plants (PBJa RU AS-89). PNAE-G-1-024-90. Gospromatomnadzor USSR. 1990
5. Regulations for Design and Safety Operation of Nuclear Power Plant Equipment and Pipelines. PNAE-G-7-008-89. Gospromatomnadzor USSR. 1990.
6. SUNPP Unit 1 In-depth Safety Analysis Project. Design basis accident analysis. Project Guideline (SUPG-13). 1D330DL52E.DOC. Rev. 2. 1999.
7. SUNPP Unit 1 In-depth Safety Analysis Project. NSSS Data Base for DBA Analysis. SUSA-211DL11R.DBA. Rev. 1. 1999.
8. SUNPP Unit 1 In-depth Safety Analysis Project. RELAP5/MOD3.2 Engineering Handbook for DBA Analysis. Report. SUSA-312DL11R.DBA. Rev. 1. 1999.
9. SUNPP Unit 1 In-depth Safety Analysis Project. RELAP5/MOD3.2 Input Deck Verification Report. SUSA-314DL11R.DBA. Rev. 1. 1999.
10. SUNPP Unit 1 In-depth Safety Analysis Project. RELAP5/MOD3.2 Input Deck Validation Report. 1D512DL12R.DOC. Rev. 2. 1998.
11. SUNPP Unit 1 In-depth Safety Analysis Project. RELAP Input Deck Development. Project Guideline (SUPG-8). 1D310DL21E.DOC. Rev. 1. 1997.

12. SUNPP Unit 1 In-depth Safety Analysis Project. System Data Base. 1D410DL12R.DOC,Rev.2 04.03.1999.

Loss of Nonemergency AC Power

Fig. 1 Relative reactor power

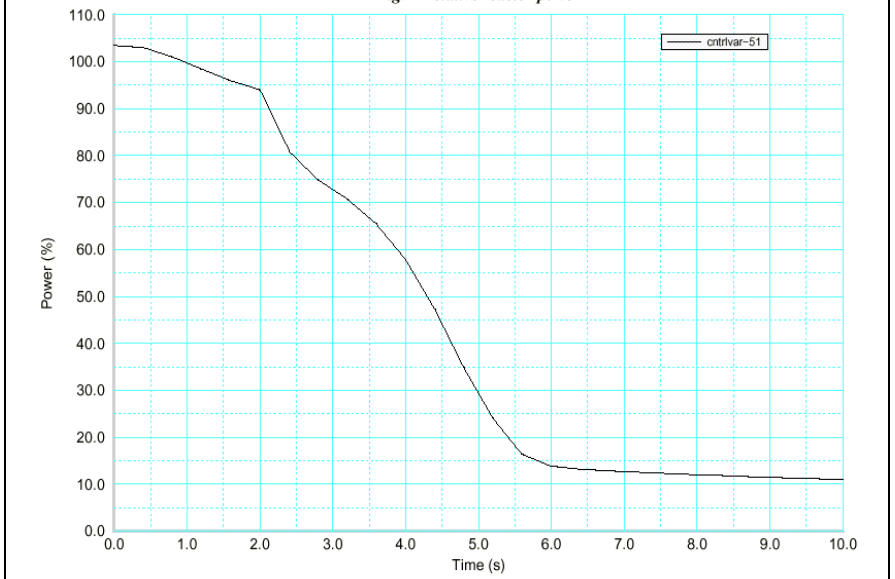

Fig. 2 Total reactivity

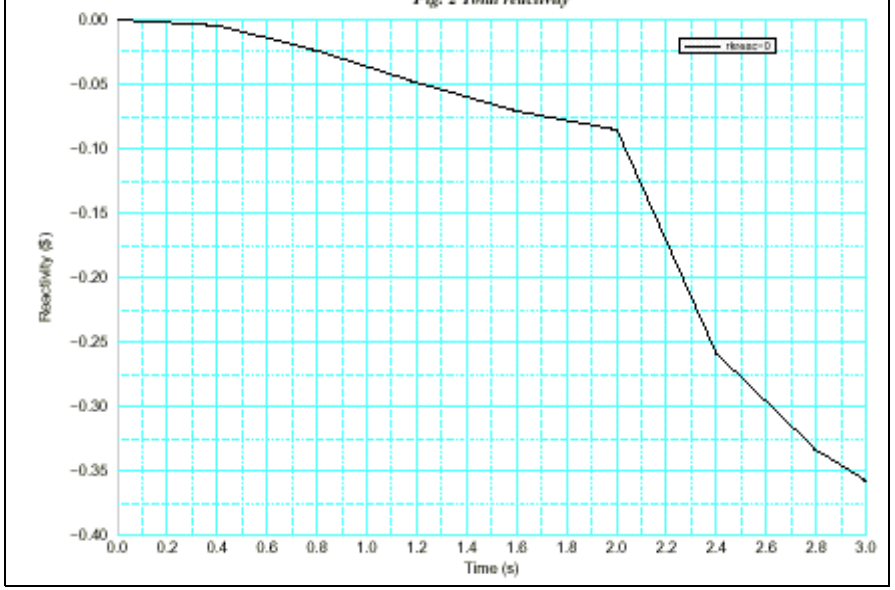

Fig. 3 Reactor outlet pressure

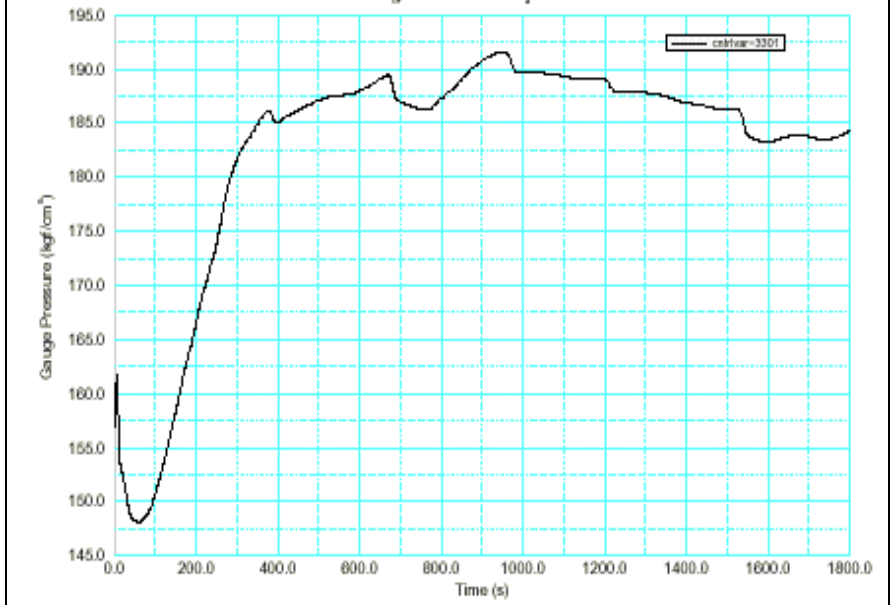

Fig. 4 Steam line and MSH pressures

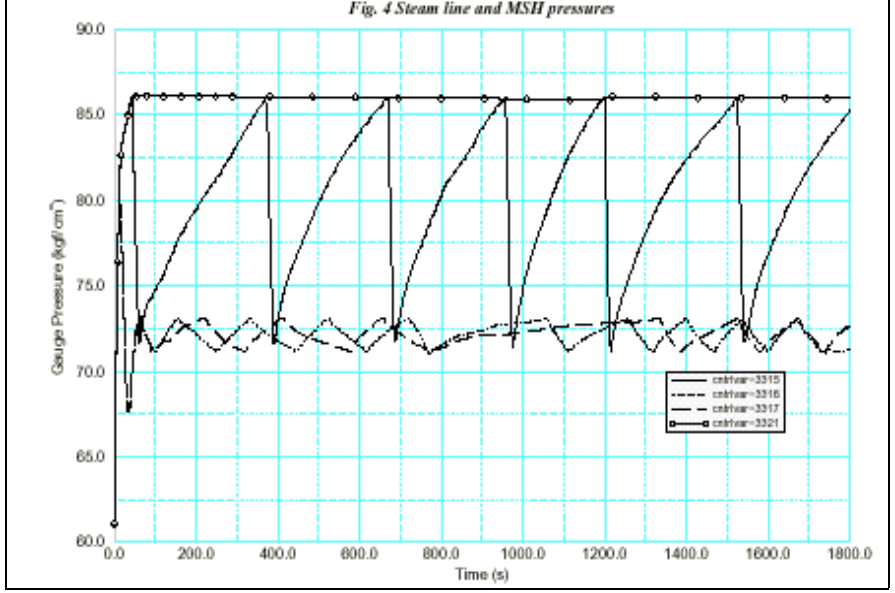

Fig. 5 Reactor mass flow rate

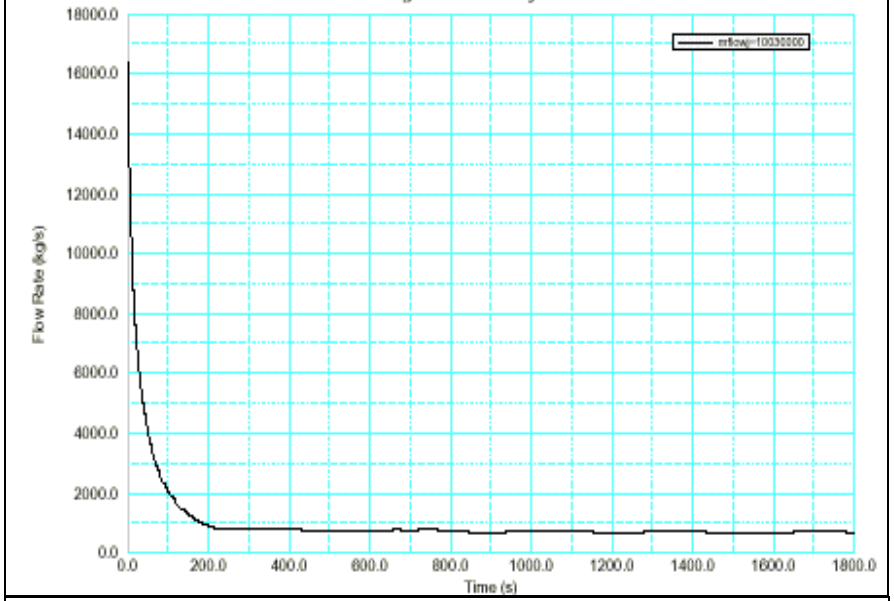

Fig. 6 Circulation loop mass flow rates

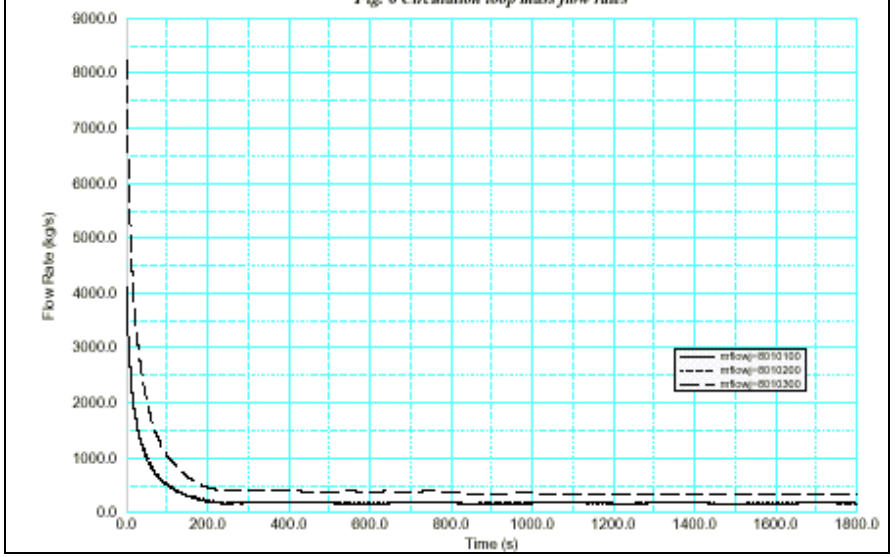

Fig. 7 Pressurizer level

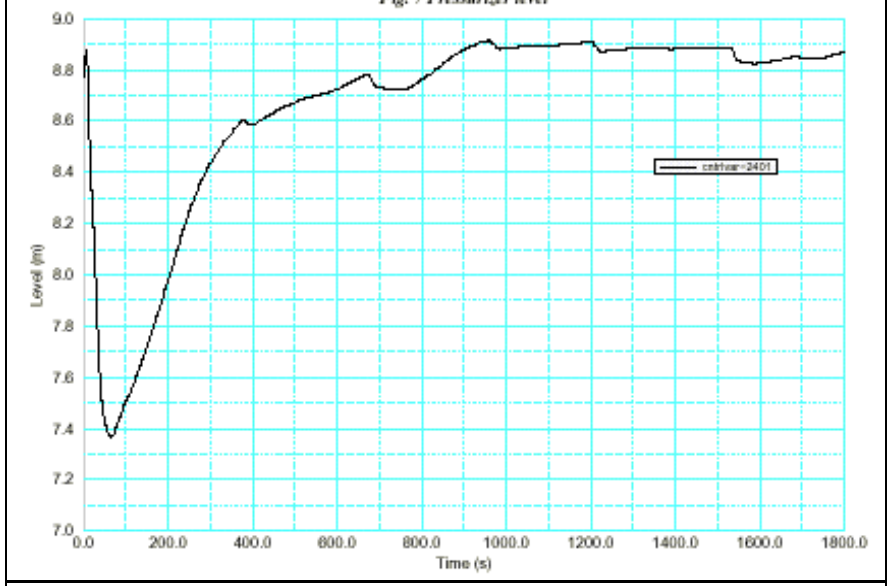

Fig. 8 Steam generator levels

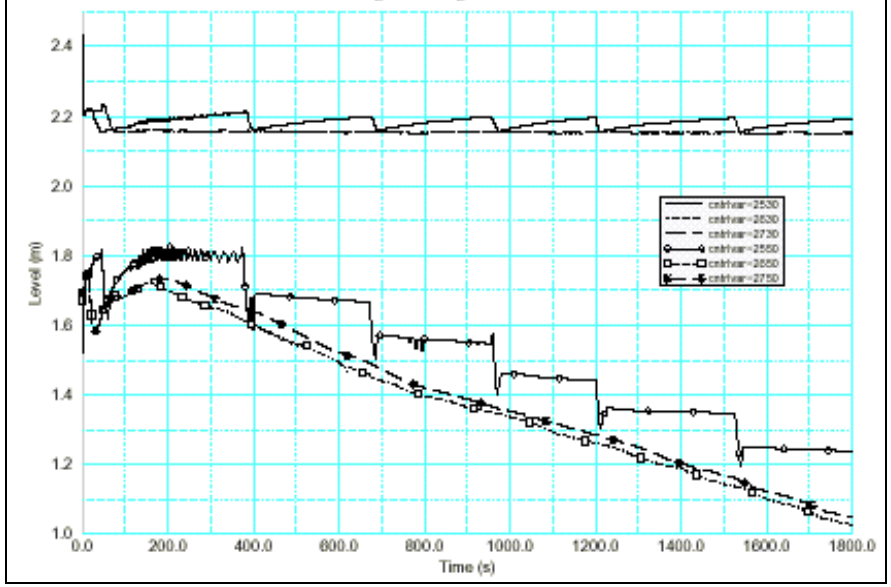

Fig. 9 Average and hot chanel exit coolant and saturation temperature

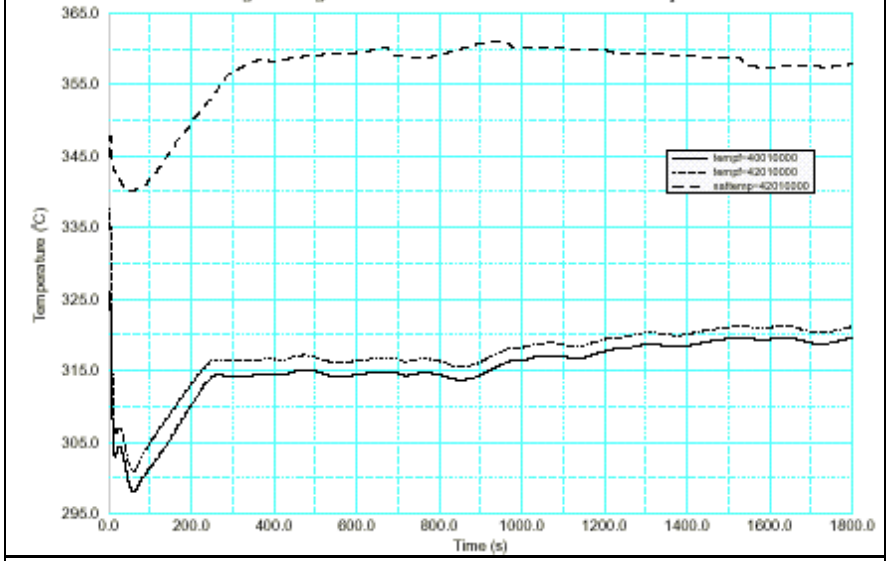

Fig. 10 SGs' inlet primary and secondary saturation temperatures

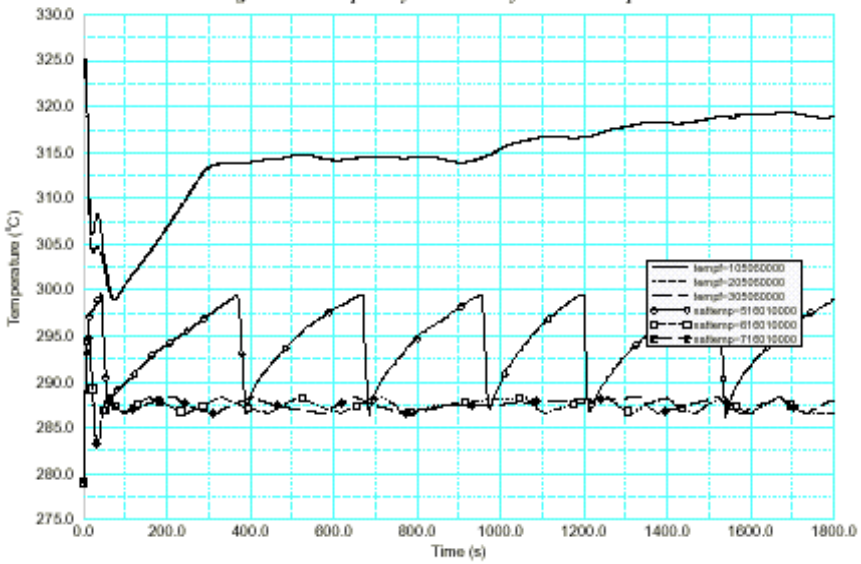

Fig. 11 Departure from nucleate boiling Ratio

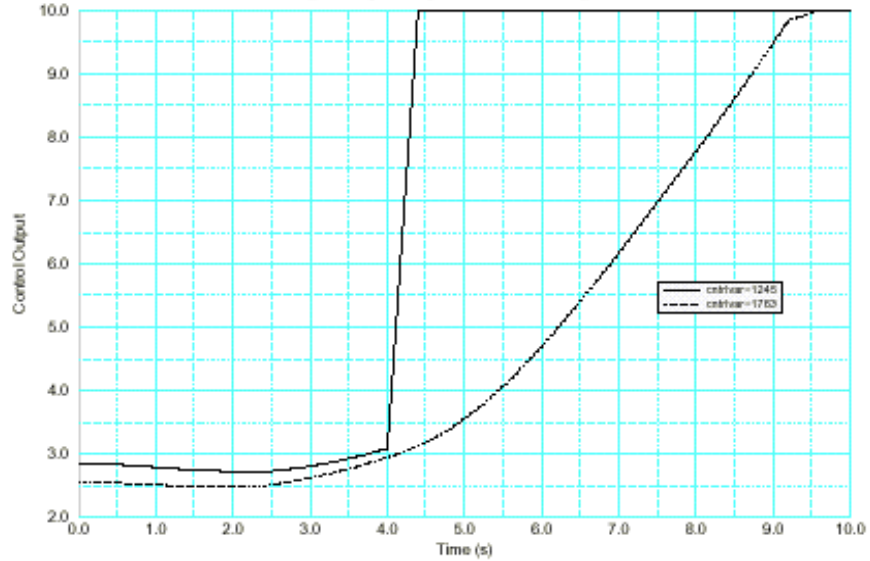

Fig. 12 Maximum fuel cladding temperature

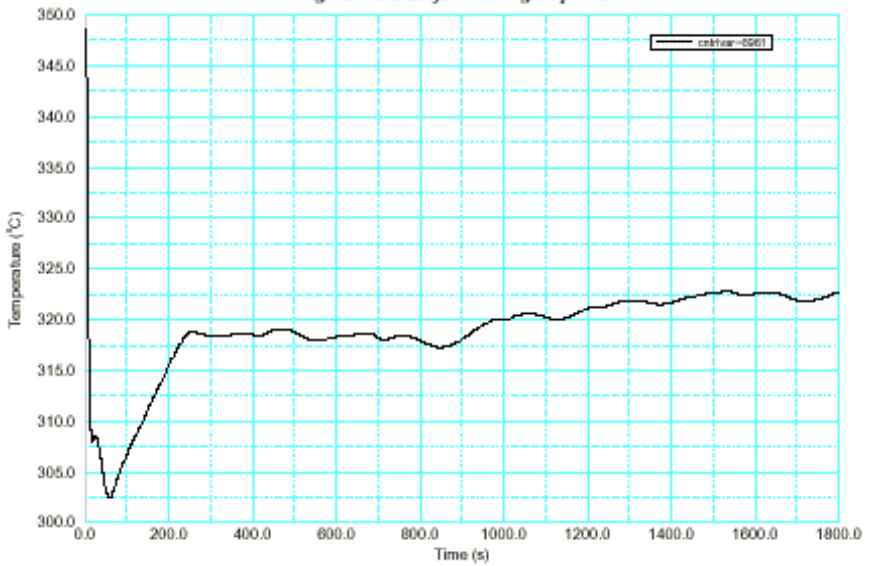

Fig. 13 SG SRV integrated mass flow rate

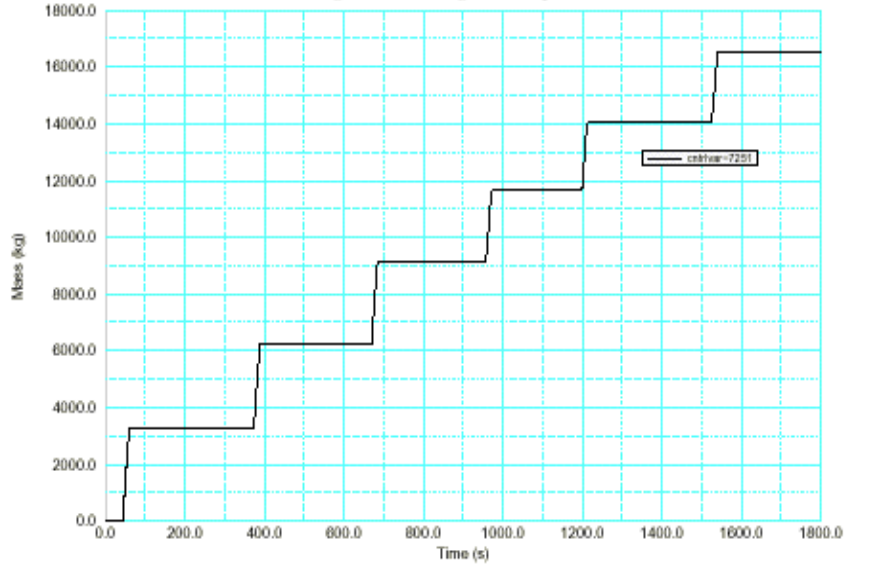

Fig. 14 BRU-A total mass flow rate

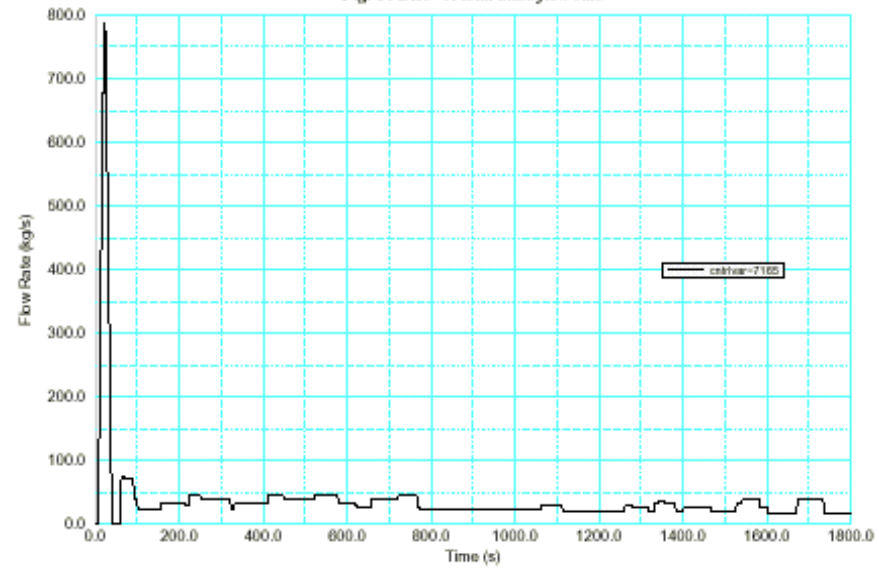

Fig. 15 Total feed water mass flow rate

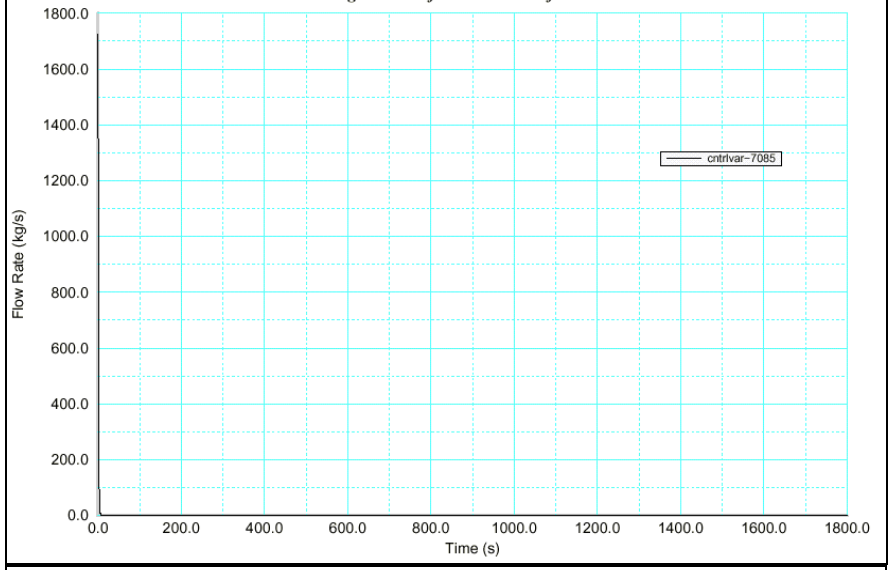
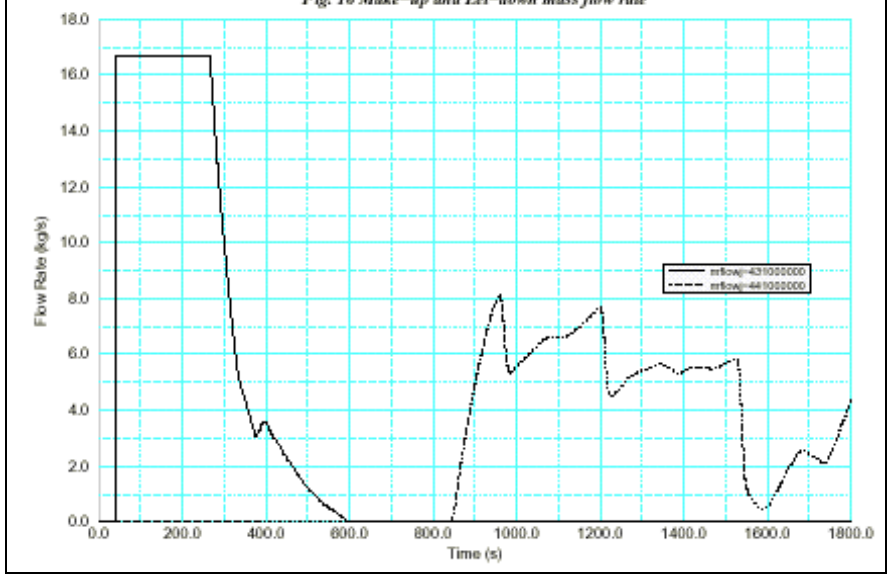
Fig. 16 Make-up and Let-down mass flow rate