

И. З. Шахмаев, Б. М. Гайсин, М. М. Ризванова, А. М. Кабиров

## ОБ УЧЕТЕ ВЛИЯНИЯ ВОЗМОЖНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ КАСКАДНЫХ ПРОЦЕССОВ В ЭЛЕКТРОСЕТИ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ СХЕМ ВЫДАЧИ МОЩНОСТИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

В статье рассматриваются вопросы обеспечения устойчивости энергосистем. Описываются ограничения при формировании схем выдачи мощности. Сформирован алгоритм поиска каскадных процессов. Рассмотрен анализ сети по условиям надежности и стоимости. *Устойчивость энергосистем; надежность работы энергосистемы; формирование режимов; отказ элемента; каскадный процесс; неоднородность сети; топологические свойства сети; отстройка от каскадной аварии*

В большей части промышленно развитых стран принято [1], чтобы схема сети полностью обеспечивала выдачу мощности электростанций в энергосистему в нормальном режиме и плановых ремонтах элементов схем. В аварийных и послеаварийных режимах при этом не допускается:

- ограничение перетоков мощности при неполной схеме по статической устойчивости или длительно допустимым токовым нагрузкам токопроводящих элементов, по снижению уровня напряжения ниже допустимых в контрольных узлах нагрузки в послеаварийных установившихся режимах;

- нарушение динамической устойчивости в энергосистеме при фиксированных возмущениях без воздействия противоаварийной автоматики.

По [2] это следующие условия:

- переток  $P_M$  должен соответствовать коэффициенту запаса устойчивости по активной мощности  $K_P$ , не меньшему 20% (табл. 1.4)

$$P_M \leq 0,8P_{пр} - \Delta P_{нк}, \quad (1)$$

где  $P_M$  – максимально допустимый переток мощности в сечении сети;  $P_{пр}$  – предельный по апериодической статической устойчивости переток активной мощности в рассматриваемом сечении;  $\Delta P_{нк}$  – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности в этом сечении (принимается, что под действием нерегулярных колебаний переток изменяется в диапазоне  $P \pm \Delta P_{нк}$ );

- переток  $P_M$  должен соответствовать коэффициенту запаса по напряжению, не меньшему 15% во всех узлах нагрузки

$$P_M \leq P(U) - \Delta P_{нк}, \text{ при } U = U_{кр}/0,85; \quad (2)$$

- переток  $P_M$  должен быть таким, чтобы во всех послеаварийных схемно-режимных условиях, которые могут возникнуть в результате нормативных возмущений (ослабление сечения и / или аварийный небаланс мощности) с учетом действия ПА и / или первичного регулирования частоты, выполнялось требование коэффициента запаса по активной мощности

$$P_M \leq P^{л/ав}(P^{н/ав}) - \Delta P_{нк} + \Delta P_{ПА}, \quad (3)$$

$$\text{при } P^{н/ав} = 0,92 P_{пр}^{н/ав},$$

где  $P^{л/ав}$  – переток активной мощности в рассматриваемом сечении в доаварийном режиме;  $P^{н/ав}$  – переток активной мощности в сечении в послеаварийном установившемся режиме, в том числе после аварийного небаланса мощности, приводящего к увеличению перетока в сечении;  $P_{пр}^{н/ав}$  – предельная мощность в сечении по апериодической статической устойчивости в послеаварийной схеме, которая, в частности, в случае аварийного небаланса мощности может совпадать с исходной (рассматриваемой) схемой или измениться в случае ослабления сечения при аварийном отключении сетевых элементов или его усиления за счет отключения шунтирующих реакторов и т. п.;  $\Delta P_{ПА}$  – приращение допустимого перетока мощности в сечении за счет управляющих воздействий ПА догвременного действия на изменение мощности.

Кроме того:

- переток  $P_M$  должен быть таким, чтобы в каждом из нормативных послеаварийных режимов во всех узлах нагрузки коэффициент запаса по напряжению должен быть не менее 10%

$$P_M \leq P^{л/ав}(U^{н/ав}) - \Delta P_{нк} + \Delta P_{ПА}, \quad (4)$$

$$\text{при } U^{н/ав} = U_{кр}/0,9.$$

Зависимость перетока в исходном (доаварийном) режиме от наименьшего напряжения в установившемся послеаварийном режиме строится на основе численного моделирования нормативных возмущений и действия ПА при различных исходных перетоках мощности в рассматриваемом сечении;

- переток  $P_M$  в послеаварийных режимах должен не приводить к токовым перегрузкам, превышающим допустимые значения

$$P_M \leq P^{д/ав}(I^{н/ав}) - \Delta P_{нк}, \text{ при } I^{н/ав} = I_{доп}^{н/ав}, \quad (5)$$

где  $I^{н/ав}$  – ток в наиболее загруженном сетевом элементе в послеаварийном установившемся режиме;  $I_{доп}^{н/ав}$  – допустимый ток с перегрузкой, разрешенной в течение 20 минут при заданной температуре окружающей среды в том же элементе. Здесь учтено требование о допустимой длительности нормативного послеаварийного режима.

В РФ на схему выдачи мощности электростанций в энергосистему распространяется [3] критерий  $N-1$ : при отключении одной из отходящих линий высшего напряжения или трансформатора связи шин рекомендуется обеспечивать выдачу всей располагаемой мощности электростанции в сеть за вычетом нагрузки распределительной сети и собственных нужд.

В [1] делается вывод, что основным ограничением при формировании схем выдачи мощности электростанций при напряжении 110–220 кВ в Московском регионе является недопущение ограничения перетоков мощности в неполных схемах по критерию длительно допустимых токовых нагрузок токопроводящих элементов и снижение уровней напряжения ниже допустимых в контрольных узлах нагрузки в послеаварийных установившихся режимах, а фактор устойчивости ослабевает. Такой же вывод можно сделать и по Башкирскому региону по опыту экспертного участия в проектных решениях по схемам выдачи мощности при напряжении 110–220 кВ в других регионах РФ с достаточно высокой плотностью нагрузки. При этом по количеству случаев определяющим критерием ограничения является недопущение ограничения перетоков мощности в неполных схемах по критерию длительно допустимых токовых нагрузок токопроводящих элементов.

В целом такую картину, на взгляд инфраструктурных организаций энергетической отрасли РФ, управляющих процессами формирования и ведения режимов работы энергосистем, можно считать приемлемой. На взгляд потребителей и инвесторов строительства электростан-

ций и схем выдачи мощности электростанций такая позиция может потребовать дополнительного обоснования. Количество присоединений определяется по следующей формуле:

$$K = \frac{P_{уст}}{P_{нат} \text{ ВЛ} 220 \text{ кВ}}, \quad (6)$$

где  $P_{уст}$  – установленная мощность вводимой генерирующей мощности;  $P_{нат}$  ВЛ 220 кВ – натуральная мощность ЛЭП 220 кВ;  $K = K_{целое} + \Delta$ , где  $0 < \Delta < 1$  и выбирается как целое число из условия, в общем случае – округления  $K$  до целого в большую сторону.

Здесь предлагается при  $0,15 < \Delta < 1$  считать  $K = K_{целое} + \Delta + (1 - \Delta)$ , при  $0 < \Delta < 0,15$   $K = K_{целое}$ , если количество линий для нормального режима позволяет выдавать располагаемую мощность во всем диапазоне летних и зимних режимов, и технико-экономическую методику выбора, предлагаемого ниже.

Рассмотрим случай, когда количество линий для нормального режима позволяет выдавать располагаемую мощность, а для критерия  $N-1$  при отключении одной из отходящих линий высшего напряжения выдача всей располагаемой мощности электростанции в сеть не обеспечивается. Трансформаторы связи шин здесь не рассматриваются. В рассматриваемом случае при отключении одной из отходящих линий высшего напряжения снижается выдача располагаемой мощности электростанции в сеть до величины  $P_{ст}^{п/ав} < P_{ст}^{до/ав}$ . Это снижение надо рассматривать с точки зрения влияния на системную надежность; здесь необходимо проверить по [2] выполнение условий уравнений (1)–(5).

Если условие (5) не выполняется, то необходимо рассмотреть влияние разгрузки станции действием ПА или отключение перегружающейся ВЛ на возможность возникновения каскадного процесса (аварии) в этом или во влияемых узлах. Рекомендуется для этого использовать алгоритм (рис. 1) по [4].

Если возникновение каскадного процесса (аварии) не подтверждается, условие (5) необходимо считать устранимым действием ПА или простым отключением перегружаемой ВЛ.

Кроме проверки условий (1)–(5) необходимо проверить (организовать, учитывать при формировании режимов) возможность возмещения мощности в соответствующем узле, зоны свободного перетока (ЗСП). Например, если для работы ЗСП данная мощность неактуальна – например, не включена в дополнительный переток мощности (ДПМ) – влиянием ее изменений

на балансы ЗСП предлагается пренебрегать за счет создания соответствующих резервов – экономические последствия для владельца станции.

Укрупненно такие последствия можно разделить на 2 составляющие:

$$C_{\text{общ}} = C_{\text{авар}} + C_{\text{рем}}, \quad (7)$$

где  $C_{\text{авар}} = c_{\text{рынка}} \alpha \Delta P_{\text{авар}} \tau_{\text{авар}}$  — годовая стоимость аварийных простоев со снижением располагаемой мощности на  $\Delta P_{\text{авар}}$  с учетом их вероятности  $\alpha$  и времени аварийного ремонта  $\tau_{\text{авар}}$ ;  $C_{\text{рем}} = c_{\text{рынка}} \Delta P_{\text{пл рем}} t_{\text{пл рем}}$  — годовая стоимость плановых ремонтов со снижением располагаемой мощности на  $\Delta P_{\text{пл рем}}$  и времени аварийного ремонта  $t_{\text{пл рем}}$ .

Другие расходы здесь не учитываются (в том числе по мощности), так как в укрупненном сравнении считаются равными.

Тогда критерием принятия решения должно быть выражение:

$$T = C_{\text{ВЛ}} / C_{\text{общ}} < T_{\text{max}}, \quad (8)$$

где  $C_{\text{ВЛ}}$  — укрупненная стоимость линии;  $T_{\text{max}}$  — максимально допустимый срок окупаемости для инвестора.

Пример. В [5] выбор схемы выдачи мощности Ново-Салаватской ТЭЦ (ПГУ-410Т мощностью 420 МВт) производился из условия рассмотрения 3 вариантов, качественно отобранных из более широкого круга вариантов по условиям надежности и стоимости.

Вариант № 1 (рис. 2):

- разрез ВЛ 220 кВ Ашкадар – Самаровка с организацией шлейфового захода (5 км) на вновь строящееся ЗРУ-3 НСТЭЦ с образованием следующих ВЛ 220 кВ:

а) ВЛ 220 кВ НСТЭЦ – Самаровка протяженностью 48 км, марка провода АС-400;

б) ВЛ 220 кВ НСТЭЦ – Ашкадар протяженностью 30 км, марка провода АС-400;

- строительство ВЛ 220 кВ НСТЭЦ – Аксаково протяженностью 140 км, марка провода АС-500, с реконструкцией ОРУ-220 кВ ПС Аксаково.

Вариант № 2 (рис. 2):

- разрез ВЛ 220 кВ Ашкадар – Самаровка с организацией шлейфового захода (5 км) на вновь строящееся ЗРУ-3 НСТЭЦ с образованием следующих ВЛ 220 кВ:

а) ВЛ 220 кВ НСТЭЦ – Самаровка протяженностью 48 км, марка провода АС-400;

б) ВЛ 220 кВ НСТЭЦ – Ашкадар протяженностью 30 км, марка провода АС-400;

- строительство ВЛ 220 кВ НСТЭЦ – Аксаково протяженностью 140 км, марка провода АС-500, с реконструкцией ОРУ-220 кВ ПС Аксаково;

- строительство ВЛ 220 кВ НСТЭЦ – Ашкадар 2 протяженностью 30 км, марка провода АС-500.

Вариант № 3 (рис. 4):

- разрез ВЛ 220 кВ Ашкадар – Самаровка с организацией шлейфового захода на вновь строящееся ЗРУ-3 НСТЭЦ с образованием следующих ВЛ 220 кВ:

а) ВЛ 220 кВ НСТЭЦ – Самаровка протяженностью 48 км, марка провода АС-400;

б) ВЛ 220 кВ НСТЭЦ – Ашкадар протяженностью 30 км, марка провода АС-400;

- строительство ВЛ 220 кВ НСТЭЦ – Аксаково протяженностью 140 км, марка провода АС-500, с реконструкцией ОРУ-220 кВ ПС Аксаково;

- организация связи между ЗРУ-3 и ЗРУ-2 посредством АТ 250 МВА.

Были рассмотрены ремонтные и аварийные режимы зимнего максимума на год ввода ПГУ на НСТЭЦ – 2014 г. и на перспективу 2017 г. для 3 вариантов схемы выдачи мощности. Расчеты производились на полную мощность устанавливаемого блока ПГУ-410Т. Анализ результатов проведенных расчетов электрических режимов по [5] показал:

- при реализации варианта № 1 в ремонтно-аварийных режимах с ремонтом одной подходящей к ЗРУ-3 НСалТЭЦ ВЛ 220 кВ и аварийном отключении второй ВЛ 220 кВ оставшаяся в работе линия перегружается на 20–30%. При этом приведение загрузки ВЛ 220 кВ в область допустимых значений возможно только путем снижения генерации блока ПГУ-410Т на величину до 80 МВт.

- при реализации варианта № 2 в ремонтно-аварийных режимах с ремонтом одной подходящей к ЗРУ-3 НСалТЭЦ ВЛ 220 кВ и аварийном отключении второй ВЛ 220 кВ перегрузы оборудования не возникают.

- при реализации варианта № 3 увеличивается загрузка сети 110 кВ, а именно ВЛ 110 кВ НСалТЭЦ – Переключательный пункт комбината 1, 2, 3 (ППК). При ремонте одной цепи ВЛ 110 кВ НСалТЭЦ – ППК 1, 2, 3 и аварийном отключении второй оставшаяся в работе цепь перегружается на 40% в режимах на перспективу 2014 г. и 50% на перспективу 2017 г. При этом приведение загрузки оставшейся в работе ВЛ 110 кВ НСалТЭЦ – ППК 3 в область допустимых значений потребует снижения уровня генерации Ново-Салаватской ТЭЦ (включая блок ПГУ-410Т и генераторы, работающие на ГРУ) на величину до 200 МВт.

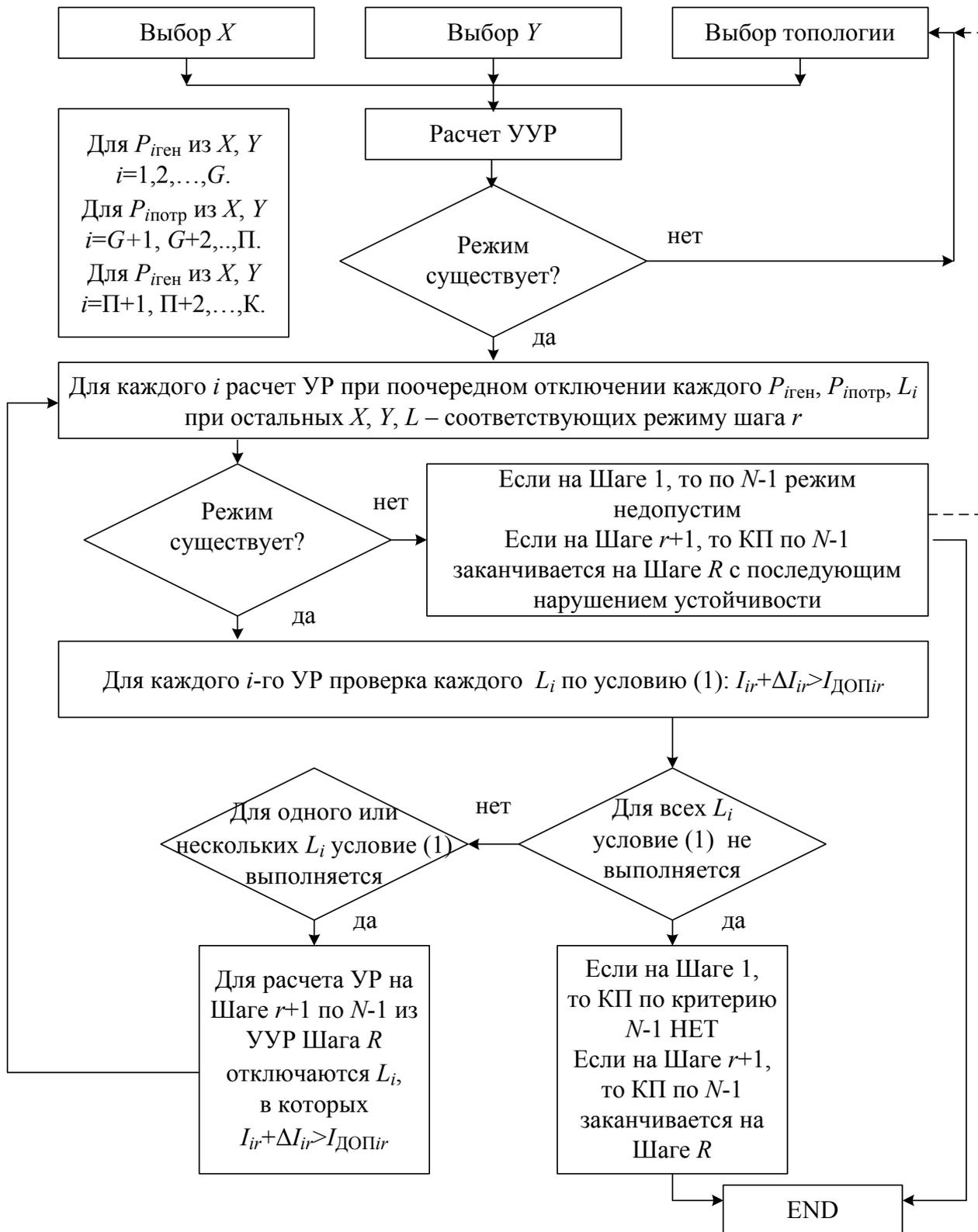


Рис. 1. Алгоритм поиска путей каскадных процессов для критерия  $N - X$

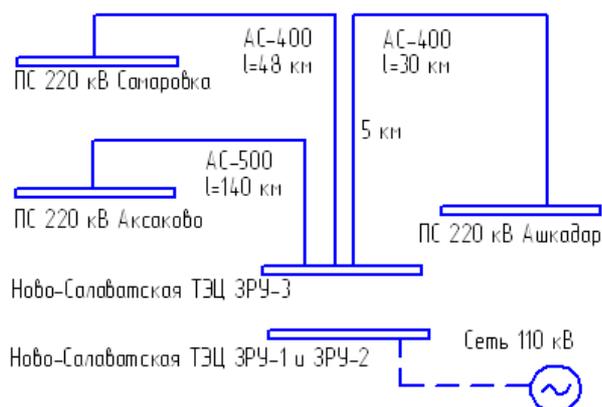


Рис. 2. Вариант № 1 развития сети

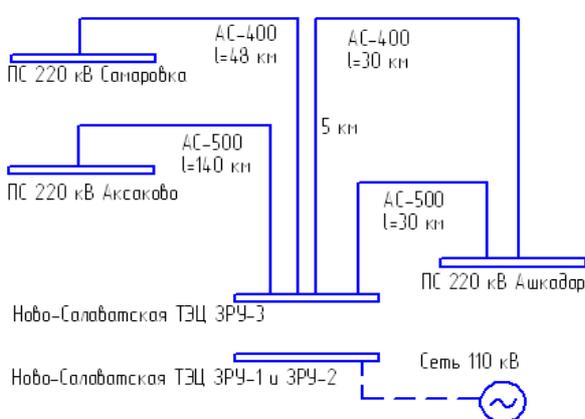


Рис. 3. Вариант № 2 развития сети

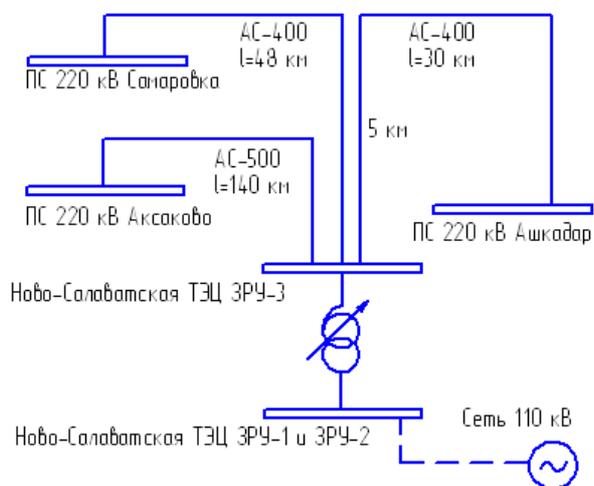


Рис. 4. Вариант № 3 развития сети

Исходя из вышеприведенного анализа, для надежного электроснабжения потребителей и выдачи полной мощности блока без перегруза электросетевого оборудования в ремонтных и аварийных ситуациях, ведущих к потере связи 220 кВ по одному из направлений выдачи

мощности, разработчиком к реализации предлагается вариант № 2 схемы выдачи мощности ПГУ НСТЭЦ.

По мнению разработчика, преимущества данной схемы выдачи мощности Ново-Салаватской ТЭЦ заключаются в следующем:

- появление дополнительной связи 220 кВ в Южном энергорайоне энергосистемы Республики Башкортостан ВЛ 220 кВ НСТЭЦ – Аксаково;
- завод четырех ВЛ 220 кВ позволяет обеспечить выдачу генерируемой мощности (420 МВт) без ограничений в ремонтных и аварийных схемах работы электрической сети;
- обеспечивается стабильная работа электрической сети Южного энергорайона РБ, т. е. на перспективу 2014–2017 гг. предотвращается возможность развития каскадного отключения ВЛ 110–220 кВ от перегруза по току при ремонтных схемах прилегающей электрической сети.

Выводы разработчика проекта формируются по результатам укрупненной оценки стоимости вариантов схемы выдачи мощности Ново-Салаватской ТЭЦ по [6].

Анализ выбора схемы выдачи мощности Ново-Салаватской ТЭЦ (ПГУ-410Т мощностью 420 МВт) в Схеме и программе развития электроэнергетики Республики Башкортостан на 2012 г. с перспективой до 2017 г. [5] с позиции метода предотвращения каскадных процессов в электротехнических системах показывает следующее.

Вариант № 3 рассмотрения не требует, так как существенно загружает сеть 110 кВ, и при очевидной высокой стоимости снижает надежность работы сети 110 кВ с ухудшающимся со временем трендом.

Сравнение вариантов № 1 и № 2 показывает 2 существенных отличия:

В варианте № 2 добавлена новая ВЛ 220 кВ НСТЭЦ – Ашкадар.

Добавление объясняется необходимостью обеспечения стабильной работы электрической сети Южного энергорайона РБ, т. е. на перспективу 2014–2017 гг. предотвращается возможность развития каскадного отключения ВЛ 110–220 кВ от перегруза по току при ремонтных схемах прилегающей электрической сети.

Недоказанная возможность развития каскадного отключения ВЛ 110–220 кВ от перегруза по току при ремонтных схемах прилегающей электрической сети удорожает схему выдачи мощности Ново-Салаватской ТЭЦ на стоимость

4-й ВЛ, что для рассматриваемого случая составляет до 50% стоимости проекта. Анализ ремонтных режимов сети 110–220 кВ Южного энергорайона РБ показывает, что при прогнозируемых темпах роста потребления достаточно существующей топологии сети при правильно сформированных ремонтах и режимах.

Единственным ущербом может быть снижение генерации в ремонтной схеме для НСал-ТЭЦ, при этом годовая величина в стоимостном измерении существенно ниже стоимости 4-й ВЛ, что не дает возможности для осуществления неравенства (8).

### ВЫВОДЫ

1. При проектировании энергосистем необходимо рассматривать возможность развития каскадных аварий при применении условий неравенства (5). При отсутствии возможности развития каскадных процессов неравенство (5) предлагается не учитывать.

2. Применение предложенного в статье алгоритма проектирования схем выдачи мощности позволит существенно снизить стоимость их строительства, что приведет к снижению тарифных издержек на развитие энергосистем без ущерба для их надежности.

### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. О надежности схем выдачи мощности электростанций в регионе с высокой плотностью нагрузки / В. В. Игнатов [и др.] // Электрические станции. 2007. № 9.

2. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утв. приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003. № 277.

3. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 281.

4. **Шахмаев И. З.** Каскадные процессы в электротехнических системах и методы их предотвращения: автореферат дисс. на соиск. ст. канд. техн. наук. Уфа: УГАТУ, 2012. 16 с.

5. Разработка схемы и программы развития электроэнергетики Республики Башкортостан на 2012 год с перспективой до 2017 года. Пояснительная записка. № 00.073 - ПЗ – ТЗ. Гос. заказ Мин-ва промышленности и инновационной политики Республики Башкортостан по Контракту № 2Н о 12.05.2011г. ООО «КЭР-Инжиниринг», Уфа, 2011. 140 с.

6. Сборник укрупненных стоимостных показателей электрических сетей (СО 00.03.03-07). Приложение № 1 к письму Минрегиона России от 15.07.2011г. №18769-АП/08).

### ОБ АВТОРАХ

**Шахмаев Ильдaр Зуфарович**, доц. каф. электромеханики. Дипл. инженер-электроэнергетик (МЭИ, 1982). Канд. техн. наук по электротехн. комплексам и системам. Иссл. в обл. электротехническ. комплексов и систем.

**Гайсин Булат Маратович**, асп. той же каф. Дипл. инженер по электроэнергетическ. системам и сетям (УГАТУ, 2010). Иссл. в обл. электротехническ. комплексов и систем.

**Ризванова Миляуша Мазитовна**, асп. той же каф. Дипл. инженер по электроэнергетическ. системам и сетям (УГАТУ, 2009). Иссл. в обл. электротехническ. комплексов и систем.

**Кабиров Айдар Магсумович**, асп. той же каф. Дипл. магистр электроэнергетическ. систем и сетей (УГАТУ, 2011). Иссл. в обл. электротехническ. комплексов и систем.