

Анализ надежности схемы выдачи мощности БоГЭС с учетом перспективы развития ОЭС Сибири

A S Svinko, E Yu Sizagnova, R A Petukhov¹ and I V Kovalenko

Department of electrotechnical complexes and systems, Siberian Federal University, Krasnoyarsk, 70 Lenin st., 660049, Russia

E-mail: rom_pet1@mail.ru

Abstract. Выполнен расчет и анализ надежности схем выдачи мощности Богучанской ГЭС, позволяющий провести идентификацию видов аварий, определить для них частоту возникновения и длительность ликвидации. С помощью полученных значений частот и длительностей аварий появляется возможность определить условный недоотпуск электроэнергии потребителям и снижение выработки электроэнергии станцией, что позволяет оценить величину математического ожидания экономического ущерба.

1. Introduction

Развитие сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей, обеспечение надежного функционирования в долгосрочной перспективе являются актуальными задачами ОЭС Сибири.

Объем потребления электрической энергии по ОЭС Сибири в 2017 году составил 205,876 млрд кВт·ч, что на 0,62 % ниже уровня предыдущего года. К 2024 году объем спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири прогнозируется на уровне 229,872 млрд кВт·ч (среднегодовой темп прироста за период – 1,59 %). Динамика спроса на электрическую энергию в ОЭС Сибири характеризуется относительно высоким ростом в период 2019 – 2020 годов с замедлением темпов в период 2021 – 2024 годов [1].

Темпы прироста спроса на электрическую энергию по энергосистеме Красноярского края выше среднего, что связано с планируемым ростом производства алюминия, в связи со строительством в Богучанском районе алюминиевого завода, электроснабжение которого осуществляется от Богучанской ГЭС (БоГЭС).

Установленная мощность БоГЭС принята в составе девяти энергоблоков единичной мощностью по 333 МВт (2997 МВт).

Схема выдачи мощности Богучанской ГЭС и присоединения ее к сети 500-220 кВ ОЭС Сибири жестко связана со схемой внешнего электроснабжения Богучанского алюминиевого завода (БоАЗ) мощностью 1210 МВт и с электроснабжением развивающихся территорий Нижнего Приангарья.

Варианты схемы выдачи мощности ГЭС формируются в привязке к развитию региона и схемно-режимного анализа вариантов ОЭС Сибири. Корректировка схемы выдачи мощности БоГЭС является результатом технических согласований графиков набора мощности Богучанского алюминиевого завода и ввода блоков ГЭС, изменением режимной ситуации Объединения, но без количественной оценки их надежности.

Оценка показателей надежности основывается на расчете конкретных значений вероятностей безотказной работы схемы по информации об усредненных значениях параметра потока отказов для единицы оборудования и среднем времени его восстановления в течение определенного периода. Далее, по вероятности безотказной работы (вероятности отказа) того или иного элемента сети (трансформатора, генератора, линии, присоединения) определяются аналогичные показатели для схемы в целом.

2. Анализ надежности схемы выдачи мощности

Анализ надежности схемы выдачи мощности БоГЭС произведен с применением таблично логического метода расчета надежности [2]. При разработке дерева отказов учитывались схемы, представленные на рисунках 1 и 2.

Расчет надежности главных схем электрических соединений электростанции выполнен с помощью программного комплекса TOPAS [3], который позволяет проводить анализ надежности главных схем электрических соединений, включающих в себя распределительные устройства (РУ) любого класса напряжения, генераторные присоединения, высоковольтные линии электропередачи (ВЛ), присоединения резервных трансформаторов собственных нужд (РТСН) и трансформаторы связи между РУ.

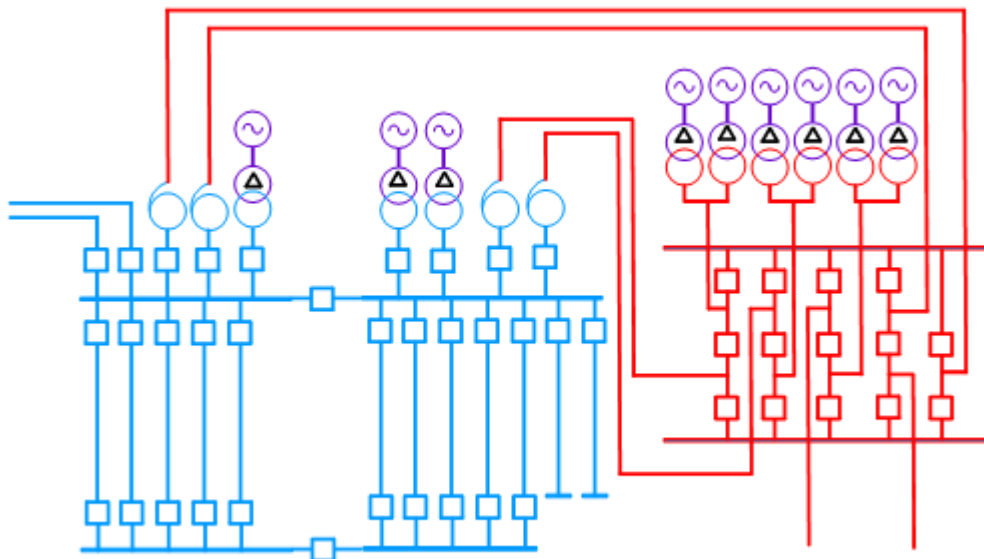


Рис. 1. Схема выдачи мощности Вариант 1.

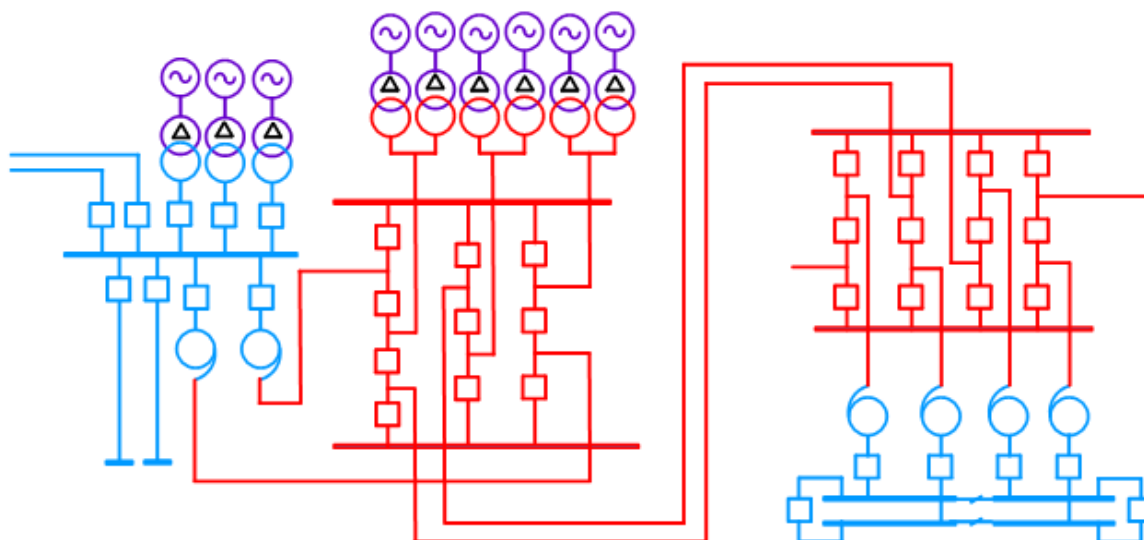


Рис. 2. Схема выдачи мощности Вариант 2.

Вычисление логических показателей надежности главной схемы осуществлено на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу функционирования ее k -го вида [2, 3, 4]:

$$C(k) = \sum \sum \sum L(i, j, s, k);$$

где $L(i, j, s, k)$ – логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительности аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществлено по выражениям [2, 4]:

$$\lambda(k) = \sum_i \sum_j q(j)\lambda(i)Q(s/i)L(k)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_i \sum_j q(j)\lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{\text{оп}} \right\} Q(s/i)L(k)$$

где $q(j)$ – относительная длительность j -го ремонтного режима, о.е.; $\lambda(i)$ – частота повреждения i -го элемента схемы, 1/год; $t(j)$ – длительность j -го ремонтного режима работы схемы, ч; $t(i)$ – то же послеаварийного восстановления i -го элемента схемы, ч; $t_{\text{оп}}$ – время оперативных переключений, ч; $Q(s/i)$ – вероятность отказа в срабатывании релейной защиты или коммутационного аппарата.

Значение аварийного снижения годового отпуска (недоотпуска) электроэнергии определяется по формуле [3]:

$$\Delta W = 8760 \left(\sum_k \lambda_{v.r.}(k)\Delta N(k)T(k) + \sum_k \lambda_{o.p.}(k)\Delta N(k)\tau_{o.p.}(k) \right)$$

где k – вид аварии; $\lambda_{v.r.}(k)$ – частота отключения для событий, не связанных от структуры схемы, 1/год; $\Delta N(k)$ – аварийное снижение мощности при, МВт; $\lambda_{o.p.}(k)$ – частота отключения для событий, зависящих от структуры схемы; $\tau_{v.r.}(k)$ – среднее время оперативных переключений после k -ой аварии, час.

Априорные данные по надежности элементов распределительных устройств напряжением 330 кВ сведены в таблицу 1 [5, 6].

Таблица 1

Показатели надежности элементов схемы выдачи мощности БoГЭС

Элемент схемы	Удельная частота отказа λ , 1/год на 100 км	Время послеаварийного восстановления T , ч	Частота планового ремонта $\lambda_{\text{рем}}$, 1/год	Длительность планового ремонта $T_{\text{рем}}$, ч
Энергоблок	0,1	175	1	175
Линия электропередачи 220 кВ	0,057	15	5,4	61,3
Линия электропередачи 500 кВ	0,04	16	3,5	105,1
Автотрансформаторы связи	0,15	350	2	80
Сборные шины 220 кВ	0,039	4	0,498	9
Сборные шины 500 кВ	0,03	5	0,498	15
Коммутационные аппараты 220 кВ	0,003	40	0,2	40
Коммутационные аппараты 500 кВ	0,01	120	0,2	120

Время оперативных переключений в расчетах – 0,5 ч – регламентируется инструкцией. В результате расчета для вариантов главной схемы электрических соединений, представленных на рис. 1 и 2, определены частоты (1/год) и длительности аварийных отключений (час.) (в укрупненных кодах аварий) для событий, не связанных со структурой схемы, для событий, зависящих от структуры схемы (на время восстановления и ремонта, на время оперативных переключений), а также суммарная частота отключений и среднее время восстановления (час.). Кроме того получено значение годового недоотпуска электроэнергии.

Анализ расчетов для варианта 1 показал, что:

– частота отключения ЛЭП 220 кВ на Ангару $\lambda(k) = 0,232$ 1/год, в том числе для событий, не зависящих от структуры схемы $\lambda_{v.r.}(k) = 0,15$ 1/год, для событий, зависящих от структуры схемы $\lambda_{o.p.}(k) = 0,0824$ 1/год во всех сочетаниях одновременного отказа элементов схемы.

– частота отключения ЛЭП 220 кВ на Козинск $\lambda(k) = 0,264$ 1/год, в том числе для событий, не зависящих от структуры схемы $\lambda_{v.r.}(k) = 0,177$ 1/год, для событий, зависящих от структуры схемы $\lambda_{o.p.}(k) = 0,0871$ 1/год во всех сочетаниях одновременного отказа элементов схемы.

– частота отключения ЛЭП 220 кВ на Боз $\lambda(k) = 1,07$ 1/год во всех сочетаниях одновременного отказа элементов схемы, в том числе для событий, не зависящих от структуры схемы $\lambda_{v.r.}(k) = 0,885$ 1/год для событий, зависящих от структуры схемы $\lambda_{o.p.}(k) = 0,185$ 1/год.

– математическое ожидание частоты отключения одновременно двух любых ЛЭП 220 кВ на Боз $\lambda(k) = 3,18 \cdot 10^{-4}$ 1/год. Математическое ожидание частоты отключения одной любой ЛЭП 220 кВ на Боз $\lambda(k) = 0,9141$ 1/год

Анализ расчетов для варианта 2 показал, что:

– частота отключения ЛЭП 220 кВ на Ангару $\lambda(k) = 0,224$ 1/год, в том числе для событий, не зависящих от структуры схемы $\lambda_{v.r.}(k) = 0,15$ 1/год для событий, зависящих от структуры схемы $\lambda_{o.p.}(k) = 0,0738$ 1/год.

– частота отключения ЛЭП 220 кВ на Козинск $\lambda(k) = 0,00864$ 1/год, в том числе для событий, не зависящих от структуры схемы $\lambda_{v.r.}(k) = 0,00126$ 1/год для событий, зависящих от структуры схемы $\lambda_{o.p.}(k) = 0,0738$ 1/год.

– частота отключения автотрансформаторов на РУ 220 кВ Боз $\lambda(k) = 0,241$ 1/год во всех сочетаниях одновременного отказа элементов схемы, в том числе для событий, не зависящих от структуры схемы $\lambda_{v.r.}(k) = 0,16$ 1/год для событий, зависящих от структуры схемы $\lambda_{o.p.}(k) = 0,0808$ 1/год.

– частота отключения одновременно двух любых автотрансформаторов на РУ 220 кВ Боз $\lambda(k) = 0,241$ 1/год, в том числе для событий, не зависящих от структуры схемы $\lambda_{v.r.}(k) = 0,16$ 1/год для событий, зависящих от структуры схемы $\lambda_{o.p.}(k) = 0,0808$ 1/год.

– частота отключения любого из автотрансформаторов на РУ 220 кВ Боз $\lambda(k) = 0,221$ 1/год, в том числе для событий, не зависящих от структуры схемы $\lambda_{v.r.}(k) = 0,16$ 1/год, для событий, зависящих от структуры схемы $\lambda_{o.p.}(k) = 0,061$ 1/год.

Годовой недоотпуск электроэнергии по варианту 1 составил $88 \cdot 10^3$ МВт·ч, по варианту 2 – $15 \cdot 10^3$ МВт·ч.

3. Conclusion

Частота отказов отходящих линий электропередачи меньше для варианта 2, чем для варианта 1 на Ангару на 3,8%, на Козинск на 96,7%

Отключение линий электропередачи на Боз в схеме варианта 1 – 1,07 1/год, что больше, чем отключение автотрансформаторов 500 кВ в схеме варианта 2 – 0,241 1/год во всех сочетаниях одновременного отказа элементов схемы.

Таким образом, вариант 1 оказывается менее надежной схемой выдачи мощности в нормальном режиме по сравнению с вариантом 2, что объясняется большим количеством присоединений в схеме.

Acknowledgments

The authors are grateful for the help in translating the article to Mikhail Mashukov, a student at the Siberian Federal University.

References:

- [1] Схема и программа развития Единой энергетической системы России на 2018 – 2024 годы
- [2] Коваленко И.В. Программа расчета надежности главных схем распределительных устройств (статья) Оптимизация режимов работы систем электроприводов: Межвуз. сб. науч. тр. – Красноярск, 2002.
- [3] Гук, Ю. Б. Теория надежности / Ю. Б. Гук, В. В. Карпов, А. А. Липидус. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2009. 171 с.
- [4]. Гук, Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике / Ю. Б. Гук. Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-е, 1990. 208 с.
- [5] Электротехнический справочник: в 4 т. / под общ.ред. В. Г. Герасимова [и др.]; гл. ред. А. И.

Попов. 9-е изд. М.: МЭИ, 2004. Т. 3:Производство, передача и распределение электрической энергии. 964 с.

[6] Васильев, А. П. Надежность электроэнергетических установок и систем: теория и практика / А. П. Васильев, Ю. Б. Гук, В. В. Карпов. СПб.: ГУ Ленгосэнергонадзор, 2000. 413 с.